

**НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ**

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ІВАНОВ ГЕННАДІЙ АНАТОЛІЙОВИЧ

УДК 621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

Побудова імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії з
урахуванням особливостей функціонування ОЕС України

05.14.01 – енергетичні системи та комплекси
галузь знань – технічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і
текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Г.А. Іванов

Науковий керівник:

Блінов Ігор Вікторович доктор технічних наук, старший науковий співробітник

Київ – 2021

АНОТАЦІЯ

Іванов Г.А. Побудова імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси» (141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського”, Київ, 2021.

Перший розділ присвячений особливостям взаємовідносин на ринку електричної енергії України попередньої та нової моделі. Наведено перелік та обґрунтування мети і задач дисертаційної роботи.

Показано, що децентралізація взаємовідносин між учасниками ринку і процесів формування графіків виробництва та споживання електроенергії суттєво ускладнюють оцінку процесів ціноутворення у порівнянні з вертикально інтегрованим ринком єдиного покупця. Складність процесів взаємодії учасників ринку і нагальна потреба у виконанні ґрунтовного аналізу наслідків регуляторних та управлінських рішень в системі ринкових відносин, як передумова їх прийняття, обумовлюють необхідність створення моделей, методів і засобів дослідження процесів функціонування різних сегментів ринку електричної енергії з урахуванням особливостей роботи ОЕС України, а також техніко-економічних показників роботи учасників ринку.

На основі виконаного аналізу відмінностей нового українського ринку визначені загальні вимоги до імітаційного моделювання такого ринку на різних етапах його впровадження. Зокрема визначено, що імітаційна модель має здійснювати комплексний розрахунок результатів функціонування наступних сегментів: ринку «на добу наперед»; внутрішньодобового ринку; балансуючого ринку; враховувати послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, послуги з передачі та з розподілу електричної енергії та послуги електропостачання.

У другому розділі розроблені моделі розрахунку результатів роботи ринку «на добу наперед» (РДН) та сегменту балансуючого ринку (БР). Актуальність розробки таких моделей обумовлена необхідністю остаточного формування правил функціонування нових сегментів, а також подальшого аналізу та прогнозування наслідків їх впровадження в Україні. Як свідчить досвід функціонування конкурентних ринків електроенергії країн світу, функції РДН та БР мають узгоджуватись із особливостями технологічних процесів виробництва, передачі та розподілу електричної енергії. В роботі запропоновано подавати пропозиції на продаж електроенергії подані у формі однієї пари «ціна-обсяг», що суттєво спрощує алгоритми розрахунків та дозволяє уніфікувати процес аналізу пропозицій від енергоблоків різних типів, як в РДН, так і в БР. В запропонованій моделі розрахунок пропозицій виробників на ТЕС здійснюється на основі середньозваженої ціни умовного палива на виробництво електричної енергії. Модель РДН подається як група не зв'язаних між собою погодинних торгів. Для кожної години доби розраховується баланс між попитом та пропозицією за класичними правилами одностороннього аукціону, де виробники електроенергії формують графік пропозиції.

Побудовані моделі БР призначені для аналізу результатів функціонування БР за різних відношень між попитом/пропозицією та виробництвом/споживанням електроенергії з урахуванням технологічних обмежень ОЕС України. Ця модель реалізовує три основні функції:

- функцію вирішення системних обмежень механізмами БР, яка здійснює коригування сформованого в інших сегментах ринку електроенергії балансу між попитом та пропозицією електроенергії з урахуванням системних обмежень ОЕС України;
- функцію врегулювання дисбалансів механізмами БР, яка має здійснює коригування балансу між виробництвом та споживанням електроенергії з урахуванням різниці між плановим та фактичним навантаженням в ОЕС України.
- визначення цін небалансів для сторін відповідальних за баланс.

Показано, що використання розробленої моделі в частині вирішення системних обмежень на виробництво та розподіл електричної енергії дозволяє оцінити доцільність запровадження такого аналізу в сегменті РДН, визначити вартість системних обмежень на БР. Моделювання процесів врегулювання дисбалансів дозволяє оцінити економічні наслідки впровадження механізмів відповідальності за точність прогнозів навантаження. Імітаційна модель дозволяє скоротити, а в деяких випадках усунути додаткові необґрунтовані витрати під час вирішення системних обмежень в ОЕС України, що призводитиме до зниження вартості електричної енергії для кінцевого споживача та надає стимули виробникам підвищувати енергоефективність.

У третьому розділі висвітлено функції імітаційної моделі ринку електричної енергії, перелік вимог та розроблену структуру вхідних даних, а також моделі розрахунків тарифів на послуги операторів системи передачі, розподілу та постачання.

Показано, що у структурі вартості електроенергії виділяються три основні групи складових: вартість електроенергії на оптовому ринку, що формується із вартості закупівлі замовлених обсягів споживання, витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактичними обсягами споживання; витрати на доставку електричної енергії кінцевому споживачу; вартість послуг постачальника електроенергії.

Показано, що моделювання складових тарифу на електричну енергію у кінцевого споживача в новому ринку потребує розрахунку значно більших складових порівняно із попередньої моделлю та потребує більший обсяг вхідної інформації. За результатами досліджень сформовано перелік основних погодинних фактичних та прогнозних вхідних даних, які необхідні для моделювання цін та тарифів на роздрібному ринку України. Розроблено моделі для розрахунку відповідних складових вартості електричної енергії.

Визначено вимоги до формування вхідних даних для цілей моделювання та запропоновані розрахункові моделі підготовки даних щодо фактичних та прогнозних

погодинних обсягів споживання з розбивкою по групах споживачів та класах напруги мереж до яких вони приєднані, а також планових погодинних обсягів технологічних витрат електричної енергії на передачу її розподільчими мережами. Запропонована загальна архітектура імітаційної моделі ринку електричної енергії України.

У четвертому розділі наведена функціональна архітектура та складові засобів моделювання нового ринку електричної енергії України, показана розширена послідовність виконання розрахунків в розробленій імітаційній моделі, а також архітектура розробленої комп'ютерної програми. Для підтвердження адекватності запропонованих моделей та засобів виконано порівняльний аналіз цін на електричну енергію вироблену на ТЕС, які склалися на оптовому ринку електричної енергії попередньої моделі та цін отриманих за результатами розрахунків в розробленій імітаційній моделі.

За результатами досліджень та виконаних практичних розрахунків на основі закладених в модель даних виконано розрахунок зміни роздрібних тарифів у споживачів та їх порівняння для попередньої моделі оптового ринку, перехідного періоду впровадження нового ринку електричної енергії в Україні та його повномасштабної роботи. Розроблено спосіб комплексного моделювання процесів купівлі-продажу Гарантованим покупцем електричної енергії на ринку з урахуванням прогнозу погодинного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та розроблених в роботі моделей і засобів моделювання функцій ринку електричної енергії України з метою аналізу впливу зростання частки ВДЕ в балансі ОЕС України на ринкову вартість електричної енергії та кінцеві тарифи для споживачів.

Ключові слова: ринок електричної енергії, імітаційна модель, балансуючий ринок, системні обмеження, ринок «на добу наперед», відновлювальні джерела енергії, споживачі електричної енергії, роздрібний ринок, гарантований покупець.

SUMMARY

Ivanov H.A. Development of a simulation liberalized electricity market model in view of the functioning of Integrated Power System of Ukraine. – Manuscript.

Thesis for technical sciences candidate degree by specialty 05.14.01 - energy systems and complexes. – The Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Kyiv, 2021.

The first chapter reviews the peculiarities of the relationship in the electricity market of Ukraine of the previous and new model. The list and substantiation of the purpose and tasks of the dissertation is given. It is shown that the decentralization of relations between market participants and the processes of forming schedules of production and consumption of electricity significantly complicate the assessment of pricing processes in comparison with the vertically integrated single buyer market. The complexity of the interaction of market participants and the urgent need for a thorough analysis of the consequences of regulatory and managerial decisions in the system of market relations, as a prerequisite for their adoption, need to create the models, methods and tools for researching pricing and tariffs in different segments of the electricity market taken into account the IPS of Ukraine, technical and economic indicators of the work of market participants. Based on the analysis of the differences of the new Ukrainian market, the general requirements for simulation modeling of pricing and tariffing at different stages of its implementation are determined. In particular, it is determined that the simulation model should perform a comprehensive calculation of prices and tariffs in the following segments: on the market "for the day ahead"; in the intraday market; in the balancing market; for dispatching (operational and technological) management services; for electricity transmission and distribution services; for power supply services.

The second chapter reviews the developed models for calculating the results of the "day ahead" market (DAM) and the segment of the balancing market (BM). According to the experience of functioning of competitive electricity markets of the world, the functions of DAM and BM should be consistent with the peculiarities of technological processes of production, transmission and distribution of electricity. It is proposed to submit price proposals for the sale of electricity presented in the form of a single pair "price-volume", which significantly simplifies the calculation algorithms and allows unifying the process of

analysis of price proposals from different types of power units, both in DAM and BM. In the proposed model, the calculation of the price in the proposals of producers at thermal power plants is based on the weighted average price of conventional fuel for electricity production. The DAM mathematical model is presented as a group of unrelated hourly trades. For each hour of the day, the balance between supply and demand is calculated according to the classic rules of a one-way auction, where electricity producers form a supply schedule. The proposed mathematical model BM designed to analyze the consequences of the functioning of BM at various relations between demand / supply and production / consumption of electricity. This model implements three main functions: the function of solving system constraints by BM mechanisms, which adjusts the balance formed in other segments of the electricity market between the demand and supply of electricity, taking into account the system constraints of the IPS of Ukraine; function of settlement of imbalances by BM mechanisms, which has to adjust the balance between production and consumption of electricity taking into account the difference between the planned and facts load in the IPS of Ukraine; determination of imbalance prices for the balance responsible parties. It is shown that the use of the developed model in terms of solving system constraints on the production and distribution of electricity allows to assess the feasibility of introducing such an analysis in the DAM segment, to determine the cost of system constraints on BM. Modeling of imbalance settlement processes allows to assess the economic consequences of the introduction of mechanisms of responsibility for the accuracy of load forecasts. The simulation model reduces, and in some cases eliminates, additional unreasonable costs in addressing systemic constraints in Ukraine's IPS, will reduce the cost of electricity for the final consumer, and provide incentives for producers to increase energy efficiency.

The third chapter reviews the functions of the simulation model of the electricity market, the list of requirements for input data, mathematical models for calculating tariffs for the services of transmission, distribution system operators and suppliers. It is shown that in the structure of the cost of electricity there are three main groups of components: the cost of electricity in the wholesale market, the cost for compensation the difference between ordered and actual consumption; the cost for delivery of electricity to the final consumer; cost of electricity supplier services. It is shown that the modeling of the components of the price of electricity for the final consumer in the new market requires the calculation of much larger components compared to the previous model and requires a larger volume of input

information. It is shown that the modeling of the components of the price of electricity for the final consumer in the new market requires the calculation of much larger components compared to the previous model and requires a larger volume of input information. According to the results of research, a list of the main hourly actual and forecast input data, which are necessary for modeling prices and tariffs in the retail market of Ukraine, has been formed. Mathematical models for the calculation of the relevant components of prices and tariffs for electricity have been developed. The requirements for the formation of input data for modeling purposes are determined and mathematical models of data preparation are proposed for actual and forecast hourly consumption volumes broken down by consumer groups and voltage classes of networks to which they are connected, as well as planned hourly technological costs of electricity transmission. The general architecture of the simulation model of the electricity market of Ukraine is offered.

The fourth chapter presents the functional architecture and components of the modeling tools of the new electricity market of Ukraine, shows the extended sequence of calculations in the developed simulation model, as well as the architecture of the developed computer program. To confirm the adequacy of the proposed models and tools, a comparative analysis of electricity prices produced at thermal power plants, which have developed in the wholesale electricity market of the previous model and the prices obtained by calculations in the developed simulation model. Based on the results of research and practical calculations based on the data included in the model, the calculation of changes in consumer retail prices and their comparison for the previous model of the wholesale market, the transition period of the new electricity market in Ukraine and its full-scale work. The approach of complex modeling of purchase and sale processes by the Guaranteed buyer of electricity on the market has been developed, taking into account the forecast of hourly electricity generation by producers from renewable energy sources (RES) and developed mathematical models and means of modeling functions of the electricity market of Ukraine. This approach is designed to analyze the impact of increasing the part of RES in the balance of UES of Ukraine on the market costs of electricity and final prices for consumers.

Keywords: electricity market, simulation model, balancing market, system constraints, day-ahead market, renewable energy sources, electricity consumers, retail market, guaranteed buyer.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Блінов І.В. , Парус Є.В. , Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2016. – № 45. – С. 34–39 (**фахове видання**). *(Здобувачем сформовано вимоги до взаємодії між функціями в моделях сегментів ринку електроенергії України)*
2. Іванов Г.А. Особливості моделювання лібералізованого роздрібного ринку електричної енергії України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 3. С. 7-13. (**фахове видання**).
3. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А. . Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування // Електронне моделювання. 2017. № 5. С. 71–79. *(Здобувачем розроблено моделі розрахунку роздрібних тарифів на ринку електричної енергії України)*.
4. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахуванням системних обмежень на параметри режиму ОЕС України // Технічна електродинаміка. 2017. № 6. С. 72–79. (**фахове видання** включене до бази даних, **Scopus**). *(Здобувачем розроблено моделі вирішення системних обмежень та врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку)*.
5. Євдокімов В. А., Іванов Г.А. Методи визначення обсягів та цін на електричну енергію в контрактах в умовах лібералізованого ринку//Моделювання та інформаційні технології. 2017. Вип. 81. С. 142-152. (**фахове видання**) *(Здобувачем виконано моделювання обсягів небалансів постачальників на балансуєчому ринку з урахуванням графіків за двосторонніми договорами)*.

6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним врахуванням мережевих обмежень енергетичних систем // *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С 60-67. (**фахове видання категорії «А»**, включене до бази даних, **Scopus**) (Здобувачем досліджено впливу допоміжних послуг на результати роботи ринку «на добу наперед», сформовані вимоги та підготовлені вхідні дані для цілей моделювання).

7. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії // *Технічна електродинаміка*. 2020. № 5. С 72-75. (**фахове видання категорії «А»**, включене до бази даних, **Scopus**). (Здобувачем визначено особливості роботи балансуєної групи ГП та запропоновано структуру моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії).

Наукові праці, що засвідчують апробацію матеріалів дисертації

8. Ivanov H. A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine // *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. P. 49-52. (**наукове видання інших держав, які входять до ОЕСР та/або Європейського Союзу**) (Здобувачем визначено особливості взаємодії ГП з іншими учасниками ринку, функції системи імітаційного моделювання).

9. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуєного ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4-5. С. 8–12. (Здобувачем розроблено моделі розрахунку результатів роботи ринку «на добу наперед» та балансуєного ринку електричної енергії).

10. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. За ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. К: 2017. 312 с. ISBN 978-966-02-8331-2. (Здобувачем підготовлений підрозділ з загальних підходів та складових механізмів функціонування комплексної моделі лібералізованого ринку електричної енергії України).

11. Куцан Ю.Г., Іванов Г.А. Эволюция рынка электрической энергии Украины. Пути трансформации и ожидаемые результаты // Моделювання та інформаційні технології. 2017. № 78. С. 15–21. **(фахове видання).** *(Здобувачем описано стан оптового ринку електроенергії та перспективи провадження нової моделі ринку України).*

12. Блінов І.В., Іванов Г.А. Способи формування ключових вхідних даних для імітаційного моделювання цін та тарифів у новій моделі ринку електричної енергії // Промелектро. 2017. № 3. С. 54–57. *(Здобувачем розроблено моделі розрахунку необхідних вхідних даних, які необхідні для моделювання нового ринку електроенергії).*

13. Іванов Г.А., Блінов І.В. Складові процесу імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії України // Електричні мережі та системи. 2018. № 4-5. С. 58-62. *(Здобувачем визначено функціональну архітектуру імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії України та структуру тарифів у споживачів).*

14. Ievdokimov V., Ivanov H., Blinov I. Theoretical and practical approaches to imitation modeling of the new electricity market in Ukraine// CIGRE. SEERC Colloquium - Kyiv 2018. 2018. Paper № 1-21. P.8 *(Здобувачем розроблено моделі розрахунку вхідних даних, виконано моделювання і аналіз зміни роздрібних цін у споживачів за різних моделей ринку електричної енергії України).*

15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine// 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2019. P. 339-342 *(Здобувачем запропоновано структуру імітаційної моделі та моделі розрахунку тарифу кінцевого споживача електричної енергії).*

16. Іванов Г.А. Імітаційна модель ціно- та тарифоутворення в новому ринку електричної енергії // Збірник тез науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ. 2018. С. 12-14.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	14
ВСТУП.....	15
РОЗДІЛ 1 СТРУКТУРА ТА СКЛАДОВІ ПОПЕРЕДНЬОЇ ТА НОВОЇ МОДЕЛЕЙ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ.....	21
1.1 Загальна структура попередньої моделі оптового ринку електричної енергії України	24
1.2 Аналіз основних відмінностей нової моделі ринку електричної енергії України	35
1.3 Постановка мети та задач дисертаційного дослідження	42
1.4 Загальні вимоги та обмеження щодо моделювання сегментів лібералізованого ринку електричної енергії України.....	46
1.5 Висновки за першим розділом	55
РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» ТА БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ	56
2.1 Імітаційна модель ринку «на добу наперед»	56
2.2 Балансуючий ринок електричної енергії та загальні вимоги до його моделювання.	66
2.2.1 Вимоги до імітаційного моделювання балансуючого ринку електроенергії в Україні.	71
2.2.2 Основні підходи до вирішення системних обмежень ОЕС України та покриття небалансів механізмами балансуючого ринку.....	74
2.3 Архітектура та побудова імітаційних моделей балансуючого ринку	78
2.3.1 Імітаційна модель вирішення системних обмежень механізмами балансуючого ринку БР(Д-1).....	85
2.3.2. Імітаційна модель врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку БР(Д).....	90
2.3.3 Верифікація методів та алгоритмів імітаційної моделі балансуючого ринку.	92

2.4 Висновки до другого розділу	95
РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЮВАННЯ РОЗДРІБНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	
УКРАЇНИ ТА ФОРМУВАННЯ ВИМОГ ДО ВХІДНИХ ДАНИХ	96
3.1 Моделювання роздрібного ринку та кінцевих тарифів у споживачів електричної енергії.....	96
3.2 Вимоги до формування вхідних даних для цілей моделювання лібералізованої моделі ринку електричної енергії України	108
3.3 Загальна архітектура імітаційної моделі ринку електричної енергії України.....	116
3.4 Висновки до третього розділу	122
РОЗДІЛ 4 ПОБУДОВА, АПРОБАЦІЯ ТА ПОДАЛЬШИЙ РОЗВИТОК	
ІМІТАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ	123
4.1 Функціональна архітектура та складові засобів моделювання нового ринку електричної енергії України	123
4.2 Практичні розрахунки та підтвердження адекватності розроблених моделей та засобів моделювання	131
4.3 Моделювання процесів купівлі-продажу гарантованим покупцем електричної енергії на ринку з урахуванням прогнозу погодинного відпуску електроенергії виробниками ВДЕ.....	137
4.4 Висновки до четвертого розділу	151
ВИСНОВКИ.....	152
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	154
ДОДАТОК А	165
ДОДАТОК Б.....	169
ДОДАТОК В	185

ПЕРЕЛІК УМНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АКО	—	адміністратор комерційного обліку
АР	—	адміністратор розрахунків
БР	—	балансуючий ринок
ВДЕ	—	відновлювальні джерела енергії
ВДР	—	внутрішньодобовий ринок
ГП	—	гарантований покупець
ДП	—	допоміжна послуга
ЄС	—	Європейський Союз
ЕП	—	електропостачальник
Закон	—	Закон “Про ринок електричної енергії”
ОЕС	—	об’єднана енергосистема України
ОР	—	оператор ринку
ОРЕ	—	оптовий ринок електроенергії України
ОРЦ	—	оптова ринкова ціна
ОСП	—	оператор системи передавання
ОСР	—	оператор системи розподілу
ПСО	—	покладання спеціальних обов’язків
РДД	—	ринок двосторонніх договорів
РДН	—	ринок «на добу наперед»
СВБ	—	сторона, відповідальна за баланс

ВСТУП

Актуальність теми. 3 червня 2017 року вступив в силу Закон «Про ринок електричної енергії» [1], на виконання положень якого з липня 2019 року в Україні запроваджено нову модель лібералізованого ринку електричної енергії за правилами «третього енергетичного пакету» Європейського Союзу [2]. Метою запровадження нової моделі ринку є підвищення ефективності функціонування електроенергетики шляхом підсилення конкуренції та мінімізації впливу держави на поточні процеси функціонування ринку електричної енергії [3, 4].

Перехід до ринкових відносин змусив переглянути цілу низку взаємопов'язаних усталених правил та підходів, зокрема щодо організації технологічного управління навантаженням різних груп генеруючих потужностей у різних сегментах ринку, які знаходилися раніше поза меж конкуренції, поділу перетинів магістральної мережі транспорту електричної енергії тощо. Не менш важливими виявилися проблеми економічного управління в умовах існування соціальних пільг, зобов'язань за «зеленими» тарифами, міжнародними екологічними та кліматичними угодами. Окрім проблем поточного функціонування енергетичної системи перехід до лібералізованого ринку суттєво ускладнив проблему прогнозування та стратегічного планування розвитку галузі, зокрема у питаннях забезпечення технологічної адекватності енергосистеми, недопущення надмірних коливань цін на електричну енергію та тарифів для споживачів у середньостроковій та довгостроковій перспективі [5].

Помилкові рішення за означеними проблемами, що є новими для вітчизняної енергетики, можуть справляти значний негативний вплив на поточний стан і подальший розвиток електроенергетичного комплексу і, як наслідок, на інші галузі економіки та соціальної сфери країни.

У зв'язку з цим, розроблення методів та засобів упереджувальної оцінки наслідків технологічних, регуляторних або управлінських втручань у функціонування та розвиток енергетичних комплексів і систем в умовах лібералізованих ринків

набуває особливої актуальності. В свою чергу, розв'язання цієї задачі потребує не тільки удосконалення існуючих, а й створення нових інструментів комплексного математичного моделювання техніко-економічних процесів функціонування галузі для всіх регульованих з боку держави видів діяльності, які б охоплювали технологічні ланки виробництва, балансування, транспортування та розподілу енергії, враховували структурні особливості виробництва і споживання енергії та системні обмеження ОЕС України, які суттєвим чином впливають на вартість виробленої енергії та, відповідним чином, на складові структури роздрібних тарифів кінцевого споживача.

Під час впровадження нового ринку питання комплексного моделювання результатів його роботи набуло особливої актуальності внаслідок відсутності досвіду в Україні щодо практичного функціонування нових ринкових сегментів, а також відсутності в попередній моделі оптового ринку вхідних даних, необхідних для моделювання нових складових та тарифів, що обумовило необхідність розробки нових моделей та створення засобів комплексного моделювання результатів роботи ринку.

Сьогодні в світі накопичений значний досвід моделювання ринків, отримують розвиток теоретичні та практичні методи розв'язання задач комплексного моделювання ринку електричної енергії, виконуються дослідження щодо організації та функціонування нових моделей ринків електроенергії, які широко представлено, наприклад, у роботах У. Хогана, Б.Ф. Хоббса, П. Мантиссарі, А. Сривастави та інших вчених [5-16].

В Україні у розвиток засад, методів та засобів моделювання ринку електричної енергії, режимів роботи електроенергетичних систем в ринкових умовах, розвиток нових окремих видів виробництва електроенергії та сучасних технологій підвищення ефективності функціонування електричних мереж з урахуванням впливу ринку електричної енергії зробили внесок такі вітчизняні вчені: О.В. Кириленко, М.М. Кулик, С.Є. Саух, В.М. Геєць, З.Х. Борукаєв, А.В. Борисенко, І.В. Блінов, Є.В. Парус, С.П. Денисюк, П.Д. Лежнюк.

Найбільш близькими до теми дисертаційної роботи є результати досліджень вітчизняних вчених щодо: розробки рольових моделей ринку електричної енергії [17, 18]; оптимізації режимів роботи ОЕС України з метою максимізації добробуту ринку [19, 20]; методів дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг [21-23]; моделювання рівноважного стану ринку за різних умов конкуренції на ньому [24-28], методів аналізу ефективності операторів систем розподілу [29]; аналізу попиту на енергію [29, 30]; побудови віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України [31] та впровадження систем накопичення електричної енергії [32]; об'єднання ринків електричної енергії України з ринками країн Європи [33-34], моделей функціонування ринку «на добу наперед» [35-37]; моделей функціонування оптового ринку для задач організаційного управління [38-41], прогнозування цін на енергію [5-7] та планування її поставок [42], моделей імітації процесів розвитку генеруючих потужностей [43] тощо.

Слід зазначити, що створені в Україні наукові та практичні засади впровадження окремих складових лібералізованого ринку електричної енергії, розроблені методи, моделі розв'язання задач оптимізації режимів електроенергетичних систем та електростанцій в ринкових умовах, прогнозування та регулювання ринку повністю не вирішують задачі комплексного моделювання такого ринку, зокрема і в умовах неповноти ретроспективної інформації щодо результатів роботи впроваджуваної моделі ринку, не дають змоги виконати розрахунки вартості та обсягів купівлі-продажу електричної енергії в усіх сегментах нової моделі та визначення структурних складових тарифів для кінцевого споживача.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Напрямок дисертаційного дослідження відповідає науково-дослідним роботам відділу моделювання електроенергетичних об'єктів та систем Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Роботу виконано відповідно до галузевих та державних програм наукових та науково-практичних досліджень, а саме: НДР

«Визначення організаційно-економічних механізмів інтеграції електроенергетики України в загальноєвропейський енергетичний ринок» (№ ДР 0116U006679, 2016 р.); НДР «Моделювання механізмів ціноутворення лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України» (№ ДР 0117U006156, 2017 р.); НДР «Розробка організаційно-економічних та технологічних механізмів розвитку ринку електроенергії» (№ ДР 0118U006679, 2018 р.).

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є удосконалення існуючих та розроблення нових моделей та засобів комплексного дослідження процесів функціонування ОЕС України за умов лібералізованого ринку електричної енергії та неповноти вхідної інформації.

Задля досягнення поставленої мети були вирішені наступні задачі:

- визначити основні складові та функції імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей роботи ОЕС України;
- визначити обсяги, склад та вимоги до вхідних даних для імітаційної моделі, що характеризують техніко-економічні особливості виробництва, передачі і споживання електроенергії в ОЕС України, та необхідні для моделювання нового ринку електричної енергії;
- розробити моделі розрахунку вхідних даних, які необхідні для моделювання нового ринку електричної енергії, але відсутні в діючій моделі оптового ринку, визначити допущення та обмеження задля практичного моделювання результатів роботи ринку електричної енергії;
- розробити моделі розрахунку результатів роботи ринку «на добу наперед», результатів роботи балансуючого ринку електричної енергії з урахуванням вирішення технологічних обмежень ОЕС України, тарифів для споживачів з урахуванням послуг операторів систем передачі та розподілу і послуг електропостачальників;
- розробити засоби імітаційного моделювання як комп'ютерну програму;

- підтвердити адекватність запропонованих моделей та отриманих наукових результатів шляхом виконання аналітичних розрахунків та порівняльного аналізу їхніх результатів з відповідними фактичними даними діючої моделі оптового ринку;
- визначити функції Гарантованого покупця, які впливають на вартість електроенергії для кінцевого споживача, та запропонувати структуру моделі розрахунку варіантів впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електричної енергії.

Об'єкт дослідження – процеси функціонування організованих сегментів та роздрібного ринку електричної енергії України.

Предмет дослідження є методи, моделі, методики розв'язання задач визначення результатів функціонування різних сегментів ринку електричної енергії України.

Методи дослідження. Апарат математичної статистики, методи лінійного програмування і дискретно-лінійної оптимізації, комп'ютерне моделювання як засіб виконання досліджень.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1. Розвинено науково-методологічні положення щодо кількісної оцінки вартості усунення системних та мережевих обмежень ОЕС України з використанням механізмів балансуючого ринку електричної енергії та адекватного відображення структури роздрібних тарифів для різних груп споживачів, що дало змогу підвищити ступень адекватності оцінки наслідків регуляторних та управлінських рішень в електроенергетиці в період переходу до лібералізованого ринку електричної енергії.
2. Запропоновано новий підхід та вперше розроблено дворівневу імітаційну модель для комплексного оцінювання системних та мережевих обмежень ОЕС України за добу до години постачання та з урахуванням похибки прогнозів виробництва і споживання електричної енергії, що забезпечує оптимальний вибір складу генеруючого

обладнання для балансування ОЕС України в умовах впровадження лібералізованої моделі ринку електричної енергії.

3. Вперше розроблено модель оцінки впливу функцій передачі та розподілу електричної енергії операторами магістральних та розподільних мереж на результати функціонування роздрібного ринку електричної енергії, яка на відміну від попередніх дозволяє дослідити структуру та перспективи розвитку цього сегменту ринку з урахуванням як результатів роботи організованих сегментів ринку електроенергії, так і результатів функціонування суміжних ринків палива, а також макроекономічних показників української економіки.

Практичне значення одержаних результатів:

- реалізовано комплексну імітаційну модель лібералізованого ринку електричної енергії, використання якої дає змогу дослідити тенденції розвитку енергетичного комплексу країни в умовах впровадження нових ринкових відносин;

- обґрунтовано склад вхідних даних для імітаційного моделювання окремих сегментів лібералізованого ринку електричної енергії України та розроблено математичні залежності для розрахунку окремих даних в умовах неповноти вхідної інформації, що дозволило підвищити ступінь адекватності моделювання роботи такого ринку до його впровадження в Україні;

- розроблено практичні моделі розрахунку вартісних складових послуг передачі в магістральних електричних мережах, розподілу в розподільних електричних мережах та постачання електричної енергії кінцевим споживачам, що дозволило отримати диференційовані по типах споживачів регіональні вартісні складові розподілу та постачання електричної енергії;

- запропоновано спосіб оцінювання впливу зростання частки відновлюваних джерел енергії в балансі ОЕС України на ринкову вартість електричної енергії та тарифи для споживачів з урахуванням процесів купівлі-продажу електричної енергії Гарантованим покупцем в організованих сегментах ринку;

– розроблено комп'ютерну програму моделювання ринку електричної енергії України, яка дає змогу виконати розрахунок кінцевих тарифів для споживачів електричної енергії різних категорій в усіх регіонах України на основі сформованих вхідних даних.

Результати роботи використані під час розробки окремих складових концепції побудови автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електричної енергії в Інституті проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України та були впроваджені в ГРІФРЕ України. Результати розрахунків виконаних з використанням розробленої імітаційної моделі використані в ДП «Гарантований покупець» для оцінки впливу обсягів відпуску електричної енергії виробниками, що працюють за «зеленим» тарифом, на кінцеву вартість електричної енергії для споживачів, а також Інституті електродинаміки НАН України при виконанні наукових та науково-практичних досліджень щодо організації і функціонування окремих сегментів ринку електричної енергії України та об'єднання ринків України з країнами Європи. Також практична значимість підтверджується Протоколом засідання тимчасової робочої підгрупи з верифікації імітаційної моделі ринку електричної енергії представниками ДП «Енергоринок», НЕК «УКРЕНЕРГО», НКРЕКП.

За результатами наукових та науково-практичних досліджень отримано авторське свідоцтво на комп'ютерну програму "Платформа алгоритмічного моделювання для учасників ринку електричної енергії "Equant Cloud". Документи, що підтверджують практичну цінність отриманих результатів, наведено у Додатку В до дисертації.

Особистий внесок здобувача. Всі результати та висновки, що становлять основний зміст дисертації, отримані автором особисто. Роботи [2, 16] написано автором самостійно.

У роботах, опублікованих автором у співавторстві, особисто здобувачеві належить: У роботах, опублікованих автором у співавторстві, особисто здобувачеві

належить: [1] – вимоги до взаємодії між процесами ціноутворення в процесі моделювання сегментів ринку електроенергії України; [3] – моделі розрахунку роздрібних тарифів на ринку електричної енергії України; [4] – імітаційні моделі вирішення системних обмежень та врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку; [5] – моделювання обсягів небалансів постачальників на балансуючому ринку з урахуванням графіків за двосторонніми договорами; [6] – дослідження впливу допоміжних послуг на результати роботи РДН, сформовані вимоги та підготовлені вхідні дані для цілей моделювання; [7] – визначено особливості роботи балансуючої групи ГП та запропоновано структуру моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії; [8] – визначено особливості взаємодії ГП з іншими учасниками ринку, функції системи імітаційного моделювання; [9] – розроблено моделі розрахунку результатів роботи ринку «на добу наперед» та балансуючого ринку електричної енергії; [10] – сформовано загальні вимоги та визначено складові ціноутворення в моделі лібералізованого ринку електроенергії України; [11] – аналіз сучасного стану оптового ринку електричної енергії та перспектив провадження нової моделі ринку України; [12] – розроблено моделі розрахунку необхідних вхідних даних для моделювання нового ринку електроенергії; [13] – визначено функціональну архітектуру імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії України та структуру тарифів у споживачів; [14] – розроблено моделі розрахунку вхідних даних, виконано моделювання і аналіз зміни роздрібних тарифів у споживачів за різних моделей ринку електричної енергії України; [15] – запропоновано структуру імітаційної моделі та моделі розрахунку тарифу кінцевого споживача електричної енергії.

Апробація роботи. Основні положення роботи доповідалися та було обговорено на міжнародних науково-технічних та науково-практичних конференціях: «Проблеми сучасної електротехніки» (м. Київ, 2018р., 2020 pp.); 2nd South East European Regional CIGRE Conference (м. Київ, 2018 p.); Циндаоська міжнародна конференція трансферу

технологій та Аошанський євразійський науково-технічний форум (Циндао, КНР, 2017 р.); The Third China-Ukraine Scientific and Technical Forum, organized by the Harbin Polytechnic University (КНР, 2017 р.); міжнародна конференція «Інтелектуальні енергетичні системи ESS» (Київ, 2018), науково-технічна конференція молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України (м. Київ, 2018); Український енергетичний форум «Вимоги сучасності – технічна необхідність та економічна доцільність модернізації ринку електричної енергії» (м. Київ, 2018 р.); XVII міжнародний форум "Паливно-енергетичний комплекс України: сьогодення та майбутнє", Круглий стіл «Запровадження конкурентних механізмів підтримки відновлюваної енергетики в Україні» (м. Київ, 2018 р.); Семінари Національного українського комітету CIGRE (м. Київ, 2016 - 2018 р.р.) та семінари Інституту електродинаміки НАН України (м. Київ, 2017р., 2018 рр.).

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 16 наукових праць, у тому числі 1 монографія, 8 статей у наукових фахових виданнях, з яких 1 стаття у виданні, яке включено до міжнародної наукової бази (Scopus), 2 статті у виданнях, які внесено до категорії «А» та міжнародної наукової бази (Scopus), 1 стаття у періодичному науковому виданні інших держав, що входять до ОЕСР та/або Європейського Союзу, 4 у інших виданнях, 3 тези доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (107 найменувань) та трьох додатків. Загальний обсяг дисертації становить 191 сторінку, у тому числі 153 сторінки основного змісту, 41 рисунки, 2 таблиці.

РОЗДІЛ 1 СТРУКТУРА ТА СКЛАДОВІ ПОПЕРЕДНЬОЇ ТА НОВОЇ МОДЕЛЕЙ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

1.1 Загальна структура попередньої моделі оптового ринку електричної енергії України

Оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ) України утворений у 1996 році на основі моделі “Електроенергетичного Пулу Англії та Уельсу”, але з відповідними відмінностями, що обумовлені особливостями функціонування об’єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України [3].

Модель ОРЕ ґрунтувалась на принципі обов’язкового продажу всієї виробленої та імпортованої електричної енергії єдиному покупцеві та купівлі електричної енергії для подальшого постачання або експорту тільки у цього єдиного покупця. Обов’язок продавати виробниками та купувати постачальниками електричну енергію на оптовому ринку встановлювався Законом України “Про електроенергетику” [43], а функціонування інших оптових ринків в Україні не передбачалось. Учасниками оптового ринку електричної енергії України були всі енергопостачальники, які здійснювали подальше постачання електричної енергії споживачам або її експорту, постачальники за регульованим тарифом (ПРТ) та постачальники за нерегульованим тарифом (ПНТ).

Всі учасники оптового ринку електричної енергії укладали двосторонній договір щодо купівлі-продажу електричної енергії з оптовим постачальником електричної енергії [44-47]. Діяльність з оптового постачання в Україні здійснювало державне підприємство “Енергоринок”, діяльність якого регулювалась ліцензією з оптового постачання виданої НКРЕКП та її регуляторними актами. ДП “Енергоринок”, як оптовий постачальник, розраховував єдину оптову ціну електричної енергії для всіх постачальників та здійснював купівлю електричної енергії у виробників по цінах та тарифах, які затверджує НКРЕКП. Таким чином, оптовий постачальник є ціно-приймаючим при купівлі та ціно-надавачем при продажу електричної енергії.

Розрахунок ціни продажу здійснювався на підставі правил оптового ринку. З метою реалізації системи єдиних тарифів у споживачів та компенсації втрат при постачанні електричної енергії за встановленими тарифами НКРЕКП за рахунок знижок та надбавок корегувалась вартість продажу електричної енергії для кожного постачальника електричної енергії.

Узагальнену структуру взаємодії між основними учасниками ринку електроенергії станом до липня 2019 року відображено на рис. 1.1.

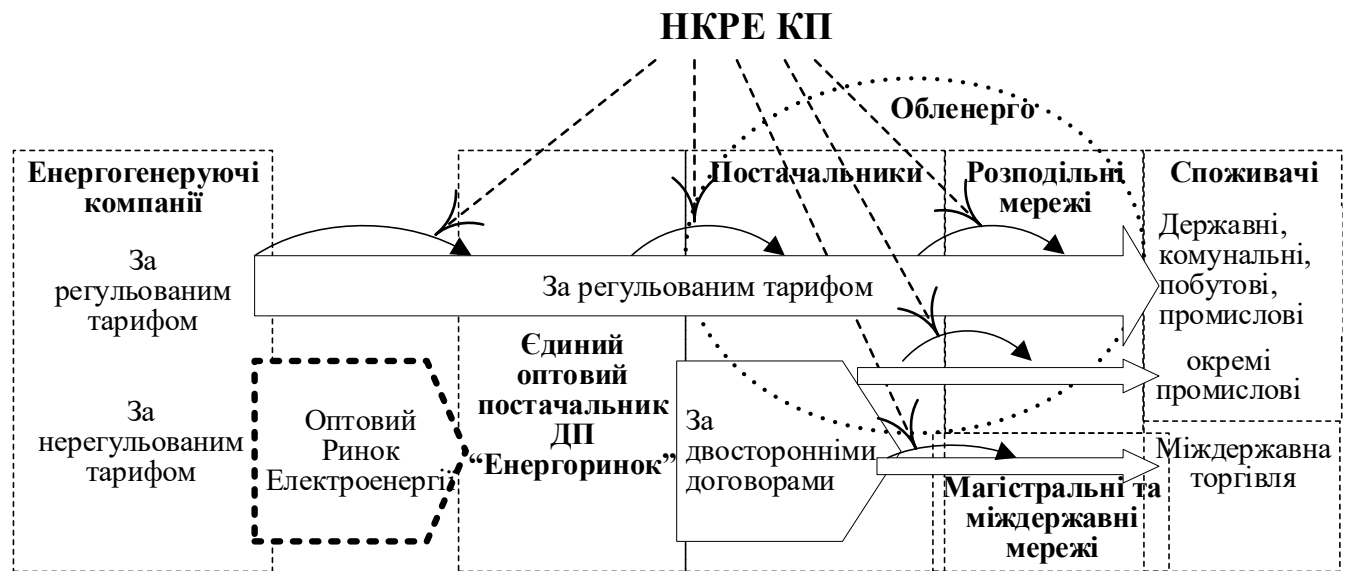


Рисунок 1.1 – Узагальнена структура відносин між учасниками моделі ОРЕ України

Оптова ринкова ціна на ОРЕ (рис.1.2.) містила також і обсяг дотацій (рис.1.3.) для компенсації втрат енергопостачальних компаній від постачання електричної енергії за регульованим тарифом пільговим категоріям споживачів [48]. Система врахування цих обсягів дотацій створювала касовий розрив в компенсації втрат постачальних компаній у два місяці та збільшувала ринкову ціну на електричну енергію для недатованих промислових споживачів.

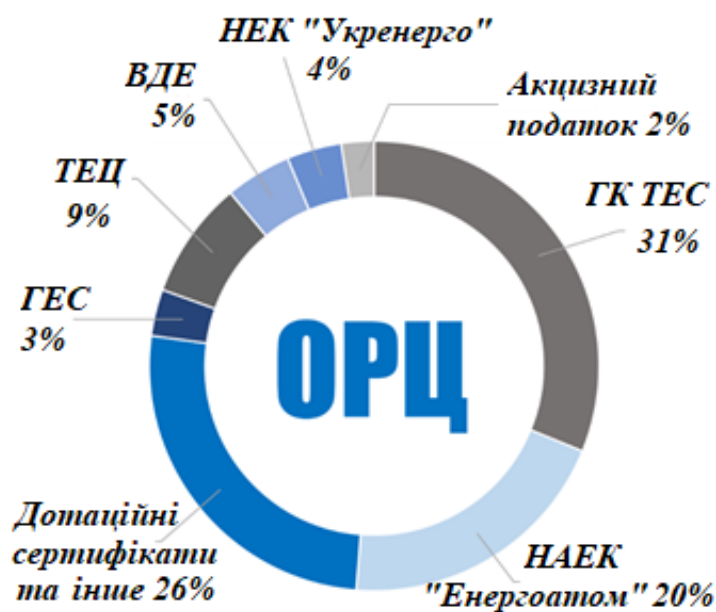


Рисунок 1.2. – Структура оптової ринкової ціна у 2016 році



Рисунок 1.3. – Доля дотаційних сертифікатів в ОРЦ та їх структура у 2016 році.

Наведемо деякі основні функції оптового постачальника у функціонуванні оптового ринку електричної енергії згідно ліцензійних умов з оптового постачання та статуту підприємства ДП «Е»:

- купівля електричної енергії у виробників та учасників ОРЕ, отриманої ними за угодами на її імпорту;
- постачання електроенергії на оптовому рівні;
- виконання функцій розпорядника системи розрахунків і коштів оптового ринку та функцій секретаріату ради ОРЕ;
- участь у забезпеченні зовнішньоекономічних відносин з електроенергетичними системами суміжних країн;
- розроблення та експлуатація ПЗ для функціонування ринку;
- внесення пропозицій щодо змін та доповнень до Договору між членами ОРЕ, правил ринку, інших нормативних документів до ради ОРЕ, НКРЕКП та Антимонопольного комітету;
- розроблення, вдосконалення, впровадження та розвиток системи комерційного обліку електричної енергії.

Нижче наведений стислий перелік суб'єктів оптового ринку України станом на початок 2016 року:

- виробники електроенергії – 138, з яких: 5 енергогенеруючих компаній у складі яких 14 ТЕС; 1 Національна атомна енергогенеруюча компанія, яка поєднує 4 АЕС, 1 ГЕС та 1 ГАЕС; 1 генеруюча компанія гідравлічних електростанцій, яка поєднує 7 ГЕС та 2 ГАЕС; 27 теплоелектроцентралей та інших виробників малої потужності; 104 виробники різних форм власності, які виробляють електроенергію з відновлювальних джерел енергії;
- оптовий постачальник електроенергії – ДП “Енергоринок”;
- постачальники електричної енергії, що купують електричну енергію на оптовому ринку та постачають її споживачам, а також з метою подальшого експорту:

32 постачальники за регульованим тарифом; 76 постачальники за нерегульованим тарифом;

- оператор магістральних та міждержавних електромереж, який здійснює диспетчеризацію та передачу електроенергії магістральними та міждержавними електричними мережами.

На Рисунку 1.4. представлена структура за обсягами електричної енергії виробленої в Україні та яку придбав оптовий постачальник у 2016 році. Як видно на рис.1.4. найбільші обсяги продажу електричної енергії здійснює виробник, який виробляє електричну енергію на атомних станціях, зокрема на нього припадає майже 54 %. Другим за обсягами продажу виступають виробники, які виробляють електричну енергію на вугільних станціях (ТЕС) і на його частку припадає майже 32 %. Але, якщо порівняти обсяги продажу електричної енергії зазначеними виробниками та вартість їх електричної енергії, то вин протилежну ситуацію. Зокрема, вартість електричної енергії ТЕС становить майже 50 % від загально-придбаної оптовим постачальником, а вартість електричної енергії АЕС становить близько 30 %.

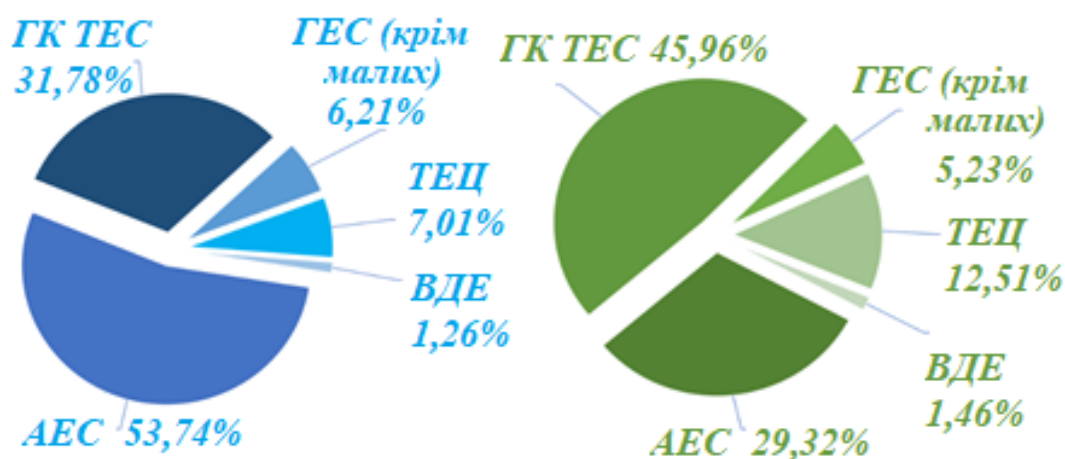


Рисунок 1.4. – Структура обсягу та вартості електроенергії, що була відпущена виробниками до ДП "Енергоринок" та продана електропостачальникам, для кожного із джерел енергії у 2016 році.

Така ситуація свідчить про низький тариф, який встановлювався виробнику електричної енергії на АЕС. Така сама ситуація і у виробників електричної енергії на ГЕС – доля електричної енергії проданої оптовому постачальнику більше ніж доля її вартості. Але протилежна ситуація у виробників електричної енергії на ТЕЦ та з ВДЕ. Це обмовлено високими тарифами на електричну енергію цих виробників з метою їх підтримки для розвитку з боку держави. Слід також зауважити, що виробники на ТЕС, не зважаючи на те що на конкурентних засадах отримували можливість продавати електричну енергію в оптовому ринку, кожного місяця продавали електричну енергію оптовому постачальнику за тарифом, який встановлював НКРЕКП. Такий тариф включав, крім вартості електричної енергії ще і вартість наданих послуг та інвестиційну надбавку для реконструкції та модернізації генеруючого обладнання.

Виходячи з вище викладеного, фактично всі виробники працюють за тарифами, які затверджуються НКРЕКП.

Попередня модель оптового ринку не передбачала стимулювання споживачів щодо дотримання планового графіку споживання. Всі витрати оптового постачальника на оплату послуг та на закупівлю електричної енергії у виробників для збереження балансу виробництва та споживання додавалась до оптової ринкової ціни (ОРЦ) і таким чином рівномірно розподілялась на всіх споживачів України. Хоча за двосторонніми договорами між оптовим постачальником та постачальниками, які здійснюють поставку електричної енергії споживачам, передбачалися штрафні санкції за відхилення фактичних від планових місячних обсягів купівлі електричної енергії більш ніж на 5 %, але вони не перекладалися на споживача і таким чином всі зазначені штрафні санкції сплачуються з прибутку постачальника. По відношенню до виробників такої норми в двосторонніх договорах з оптовим постачальником немає.

В моделі ОРЕ був відсутній ринок балансуєної енергії, але існував механізм в формі купівлі оператором оптового ринку електричної енергії в діапазоні резервів потужності та маневреності вугільних та газо-мазутних блоків теплових електричних станцій. Енергоблоки ТЕС, які включені в роботу згідно графіка покриття

навантаження, надавали діапазон потужності для розвантаження та завантаження, як гарячий резерв, з метою додаткового відпуску або скидання обсягів електричної енергії в енергосистему. Енергоблоки, які стояли за графіком в холодному резерві, також мали діапазон потужності для додаткового відпуску електроенергії в енергосистему. Ціна балансуючої електроенергії не визначалась за ринковими механізмами, а фактично дорівнювала паливній складовій виробітку електроенергії при завантаженні або недоотриманого прибутку виробників ТЕС від недовідпуску електроенергії в оптовий ринок. Такий підхід створював хибні стимули для генеруючих компаній в системі “витрати +”. Всі витрати оптового постачальника на ліквідацію дисбалансу споживання та виробітку електричної енергії та підтримання резервів потужності в ОЕС України розподілявся серед споживачів через ОРЦ. Таким чином, в моделі ОРЕ існував механізм покриття витрат генеруючих компаній електричної енергії для підтримання резервів потужності в ОЕС України та підтримання резервів обсягів електричної енергії для балансування споживання та виробітку електричної енергії, але він не був ринковим та не формувався на конкурентних засадах.

На роздрібному ринку електричну енергію мають право поставляти тільки ПРТ та ПНТ. При цьому ПРТ зобов’язані поставляти електричну енергію і промисловим і побутовим споживачам за роздрібними тарифами, встановлюваними НКРЕКП. При цьому, купівля електричної енергії ПРТ у оптового постачальника здійснюється за погодинними цінами, а продаж споживачам за встановленим тарифом за місячний обсяг. ПНТ здійснюють купівлю електричної енергії у оптового постачальника за погодинними цінами і продають її промисловим споживачам також за погодинними цінами. ПНТ укладають договір з електророзподільною компанією на послугу з передачі електричної енергії місцевими розподільчими мережами за тарифом, які встановлює НКРЕКП. Необхідно відмітити, що до 2019 року Україні одночасно постачання електричної енергії за регульованим тарифом та передача електричної енергії місцевими (локальними) розподільчими мережами здійснювали обленерго, які

могли здійснювати свою діяльність тільки на закріпленій території. Таке поєднання двох видів діяльності в одному суб'єкті суттєво перешкоджало розвитку конкуренції на ринку постачання електроенергії. Схема руху коштів за результатами діяльності ПНТ відображена на рисунку 1.5.

Платежі за електроенергію надходять від споживача до ПНТ. Частину отриманих коштів ПНТ спрямовує розподільним (локальним) електричним мережам в сплату за послугу передачі електроенергії. За вирахуванням власних витрат, інша частина платежів за спожиту електроенергію спрямовується до ОРЕ. ДП “Енергоринок”, у свою чергу, розраховується з НЕК “Укренерго” за послугу з передачі електричної енергії магістральними і міждержавними мережами, та з виробниками за згенеровану електричну енергію. При цьому тариф на передачу місцевими (локальними) мережами встановлює НКРЕКП окремо для кожної розподільчої компанії. Хоча ПНТ має право постачати електричну енергію будь якому промисловому споживачу у будь якому регіоні України, а також здійснювати експорт електроенергії, його діяльність також контролюється НКРЕКП.

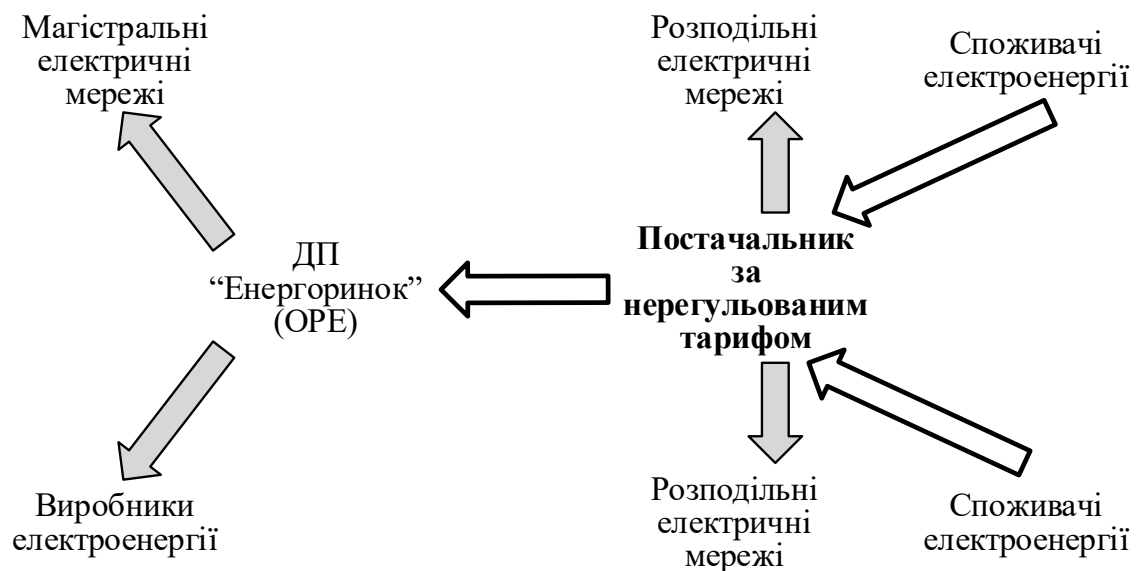


Рисунок 1.5 – Схема руху коштів через ПНТ в оптовому та роздробному ринках електричної енергії України

Незважаючи на окремі елементи конкуренції, на ринку електроенергії України фактично зберігалась директивна політика ціноутворення. При цьому коригування з боку НКРЕКП цін та тарифів практично в усіх складових взаємодії між учасниками ринку не тільки не сприяло розвитку конкурентних відносин, але і спотворювало наявні цінові індикатори. Це, у свою чергу, не дозволяло отримувати адекватні оцінки інвестиційної привабливості об'єктів електроенергетики України. Тому виникла задача створення методів та засобів аналізу впливу технологічних обмежень ОЕС України на функціонування ринку електроенергії України з метою отримання адекватних оцінок, сумісних із впроваджуваною в Україні лібералізованою моделлю ринку електроенергії. Використання таких засобів дозволило приймати економічно обґрунтовані рішення при підготовці до переходу на нові правила функціонування ринку електроенергії України. Таким чином, до основних ознак попередньої моделі ОРЕ слід віднести те, що конкуренція між виробниками на цьому ринку відсутня, крім сегменту, де виробники електричної енергії на ТЕС конкурують за можливість включення їх до графіку покриття навантаження на наступну добу при подачі заявок оператору оптового ринку. Постачальники не впливають на результати функціонування оптового ринку електричної енергії. Конкуренція між постачальниками на роздрібному ринку фактично відсутня. Постачальники за регульованим тарифом здійснюють постачання на закріпленій території та, як правило, поєднують цю функцію з розподілом електричної енергії на цій же території, що обмежує розвиток конкуренції серед постачальників за нерегульованим тарифом. Конкуруючи між собою, постачальники за нерегульованим тарифом постачають електричну енергію лише промисловим споживачам по договірній ціні. В загальному корисному відпуску електричної енергії близько 8% її постачали постачальники за нерегульованим тарифом, та, фактично, здійснювали постачання лише в декількох регіонах країни. Також механізм ОРЕ мав механізм перехресного субсидіювання промисловими споживачами інших споживачів. Цей механізм був реалізований за

рахунок зменшення платежу за куповану на ОРЕ електричну енергію з метою компенсації втрат від здійснення її постачання за регульованим тарифом.

Сума компенсації втрат формувалась з наступних складових (згідно постанови НКРЕКП № 1420 від 27.12.2017) компенсації втрат:

- від постачання електричної енергії населенню;
- внаслідок постачання електричної енергії споживачам, які виконують розрахунки за диференційованими за періодами часу тарифами;
- внаслідок постачання електричної енергії побутовим споживачам, які виконують розрахунки за диференційованими за періодами часу тарифами;
- постачання електричної енергії для зовнішнього освітлення населених пунктів;
- постачання електричної енергії міському електричному транспорту за тарифами, встановленими на рівні населення.

На рис.1.6. наведена оцінка основних складових ціни для споживачів в попередній моделі оптового ринку електричної енергії [49]. Як видно з рис.1.6. в моделі оптового ринку ціна на електричну енергію для споживача складається з чотирьох основних складових: ОРЦ за електричну енергію (приблизно 84%), тариф на передачу місцевими розподільчими мережами (8%), ціна електричної енергії на втрати в цих мережах (7%), а також тариф на постачання (ПРТ - постачальники за регульованим тарифом). В ціну електричної енергії, яка є єдиною для всіх постачальників, входять і складові послуг. Зокрема, крім середньозваженої ціни за закуплену у виробників електричну енергію, ОРЦ містить: складову джерела тарифу на передачу магістральними міждержавними мережами, що здійснюється ДП “НЕК “Укренерго” (НЕК); дотації для покриття втрат ПРТ від здійснення постачання електричної енергії населенню; акцизний податок.

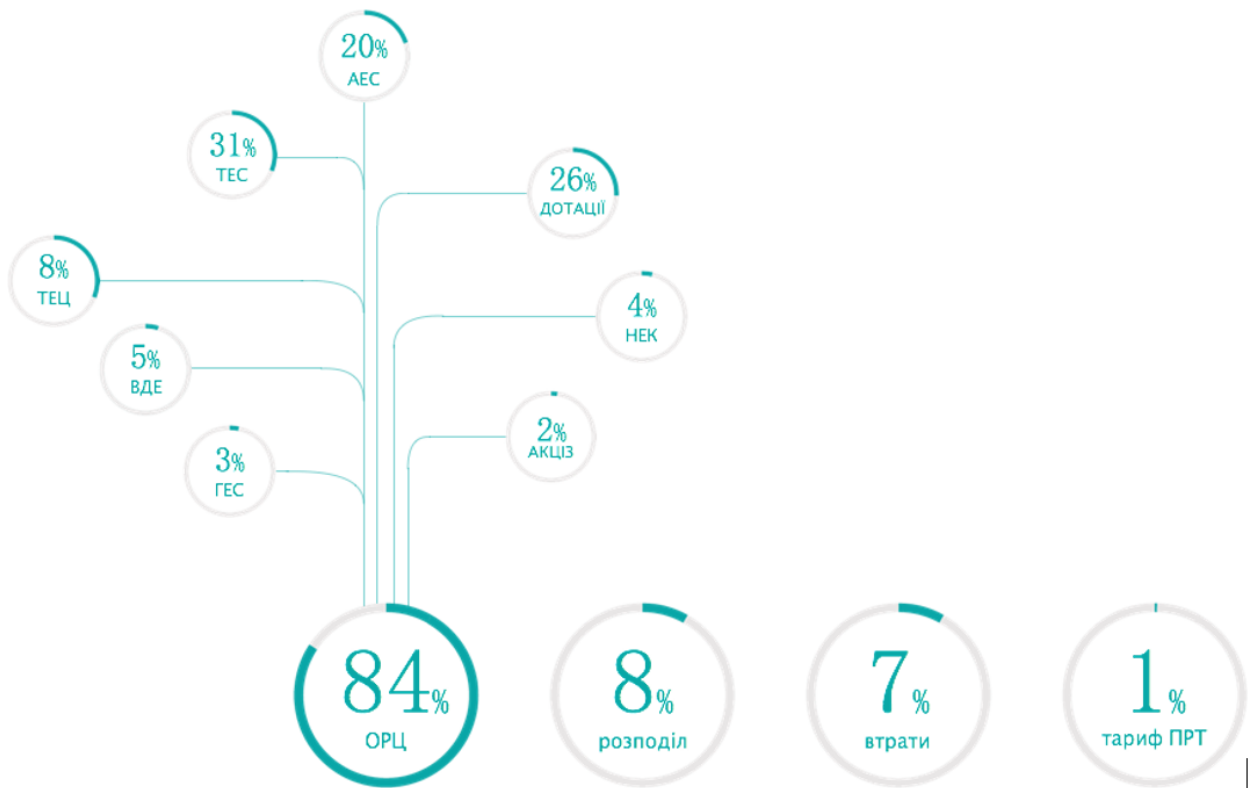


Рисунок 1.6. – Структура ціни на електричну енергію у споживача в моделі ОРЕ

Важливо, що директиви та регламенти Європейського Співтовариства [50-52] вимагають що найменш:

- конкуренцію між виробниками електричної енергії та між її постачальниками; відсутність перехресного субсидіювання;
- заборону суміщення монопольних видів діяльності з діяльністю з виробництва та постачання електричної енергії;
- недискримінаційний доступ до передавальних та розподільчих мереж; відповідальність за спричинені небаланси всіх учасників ринку;
- дерегуляції цін на електричну енергію; недискримінаційний доступ до мережі транскордонної передачі електричної енергії.

Отже, попередня модель єдиного покупця повністю відрізняється від моделі ринку електричної енергії, яку вимагає європейське законодавство.

1.2 Аналіз основних відмінностей нової моделі ринку електричної енергії України

Законом України [1] визначаються структура, функції та строки впровадження нової моделі ринку електроенергії України. Закон запровадив створення принципово нових для ринку електричної енергії України складових: ринок двосторонніх договорів та організовані сегменти ринку [1, 46, 53-55].

До організованих сегментів ринку електроенергії віднесені: сегмент ринку «на добу наперед» (РДН), сегмент внутрішньодобового ринку (ВДР) та балансуючого ринку (БР) [56, 57]. Купівля-продаж електричної енергії в цих сегментах здійснюється в різних часових проміжках та на різні періоди їх реалізації. В сегменті РДН торги здійснюються шляхом разового аукціону на централізованому майданчику в період доби, яка передує добі постачання. Відповідальність за організацію та проведення торгів в сегменті РДН покладено на оператора ринку (ОР). За результатами торгів ОР укладає двосторонні договори для кожної години наступної доби на купівлю електроенергії у продавців та продаж електроенергії покупцям. Закон передбачає механізм граничного ціноутворення в сегменті РДН: для кожної години доби окремо ціна купівлі/продажу електроенергії визначається на основі балансу сукупних попиту на пропозиції на електричну енергію за цінами останніх прийнятих у цю годину доби заявок з купівлі та продажу електроенергії.

На ОР також покладено відповідальність за організацію та проведення торгів в сегменті ВДР. В цьому сегменті купівля-продаж електричної енергії здійснюється після завершення сесій на РДН та впродовж доби фактичного постачання електроенергії. Ціна в погодинних двосторонніх договорах з купівлі/продажу електроенергії в сегменті ВДР визначається за принципом ціноутворення “за заявленою (пропонованою) ціною”.

Закон означає БР як організований оператор системи передачі (ОСП) сегмент, на якому забезпечуються достатні обсяги електричної потужності та енергії, необхідні для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії. Додатково на ОСП покладено відповідальність за врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також врегулювання небалансів електричної енергії. Таким чином, ОСП реалізує механізмами БР наступні функції [1, 90]:

- 1) купівля та продаж електричної енергії для балансування обсягів попиту та пропозиції електричної енергії у межах поточної доби;
- 2) купівля та продаж електричної енергії з метою врегулювання небалансів електричної енергії сторін, відповідальних за баланс.
- 3) врегулювання системних обмежень з виробництва, передачі та розподілу електроенергії з метою підтримки операційної безпеки режиму ОЕС України.

Всі три функції виконуються з метою забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України [58, 90]. При цьому потреба у виконанні перших двох функцій зумовлюється відхиленнями фактичного балансу виробництва/споживання електроенергії від сформованих в інших організованих сегментах ринку прогнозованих сукупних балансів попиту/пропозиції електроенергії. Третя функція БР призначена для контролю за дотриманням режиму ОЕС України в технологічно допустимих межах. Загальні відмінності між організацією роботи електричної енергії ринку згідно із попередньою моделлю та запровадженою новою моделлю на оптовому рівні з точки зору реорганізація та створення суб'єктів нового ринку наведені на рис.1.7.



Рисунок 1.7. - Основні зміни у моделі організації роботи оптового ринку електричної енергії

Принципово новим для ринку електроенергії України є положення Закону про функції Гарантованого покупця [59]. Цей учасник ринку, зокрема, зобов'язаний здійснювати закупівлю електричної енергії за «зеленими» тарифами, згенерованої потужностями відновлюваних джерел (ВДЕ). Також у 2018 році розпочався процес анбандлінгу розподільних систем з відокремленням функцій розподілу та постачання електроенергії. За результатами цього процесу сформувалися окремі суб'єкти ринку електроенергії, такі як оператори систем розподілу та постачальники електричної енергії. До обов'язків оператора розподільних мереж [60] віднесені підтримка розподільних електричних мереж в належному стані та надання учасникам ринку послуг з розподілу електроенергії. При цьому обов'язки укладання та виконання угод про постачання електроенергії кінцевому споживачеві покладені на постачальні організації. Відповідно, для операторів розподільних мереж, як природніх

монополістів, зберігається система тарифікації наданих послуг. Для енергопостачальних організацій передбачається формування конкурентного середовища, хоча при цьому зберігаються обов'язки укладання угод на постачання електроенергії за регульованими тарифами з окремими категоріями споживачів. Додатково Закон передбачає відокремлення функцій постачальника «останньої надії» та постачальника універсальних послуг [61]. Якщо в моделі ОРЕ ринку електроенергії такі функції є обов'язковими для обленерго і районів електричних мереж, в лібералізованій моделі їх виконання здійснюватимуть лише ліцензовані Регулятором постачальники. Таким чином, основним нововведенням лібералізованої моделі ринку електроенергії в секторі передачі і розподілу є розмежування функцій та пов'язаних з їх реалізацією витрат окремо на експлуатацію розподільних електричних мереж та постачання електроенергії кінцевим споживачам. Як показано на рис. 1.8, в новій моделі ринку електроенергії визначальну роль в організації взаємодії споживачів з іншими учасниками ринку відіграє постачальник. Дійсно, отримана від споживача плата за електроенергію направляється постачальником до виробників, операторів систем передачі і розподілу та давачам окремих системних послуг.

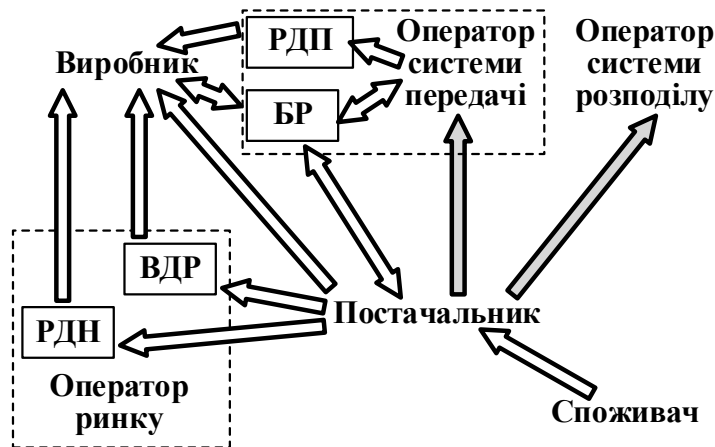


Рисунок 1.8 – Схема взаємодії між основними учасниками лібералізованої моделі ринку електроенергії України

В лібералізованій моделі ринку електроенергії України передбачається, що більше за дві третини обсягів електроенергії постачальники купуватимуть

безпосередньо у виробників за двосторонніми договорами. За прогнозом споживання на добу наперед постачальники купуватимуть додаткові чи продаватимуть надлишкові обсяги електроенергії в сегментах РДН і ВДР. Врегулювання небалансів між закупленими та фактично поставленими обсягами електроенергії як в частині дотримання балансу між виробництвом і споживанням електроенергії, так і в частині економічних розрахунків, здійснюватиметься в сегменті БР. Загалом визначена Законом модель характеризується суттєвим розширенням конкурентного середовища для виробників та постачальників електроенергії. Загальні відмінності між організацією роздрібного ринку згідно із попередньою моделлю та запровадженою новою моделлю наведені на рис.1.9.



Рисунок 1.9. – Зміни у моделі функціонування роздрібного ринку електричної енергії

Тому принципово можливо створити засоби розрахунку складових тарифів на електроенергію для кінцевих споживачів, які дозволитимуть здійснювати аналіз процесів ціно- та тарифоутворення на різних етапах впровадження лібералізованої

моделі ринку електроенергії України. Узагальнено вартість електроенергії для кінцевого споживача формується з наступних видів платежів учасникам процесу виробництва, передачі, розподілу електроенергії: платежі за виробництво електричної енергії; платежі за системні послуги; платежі за передачу та розподіл електричної енергії; платежі за постачання електроенергії [49].

Загальні відмінності між вартістю електроенергії для кінцевого споживача в попередній та новій моделях ринку наведені на рис.1.9. В лібералізованій моделі ринку електроенергії України залишається система регульованих тарифів для окремих категорій виробників і споживачів електроенергії.



Рисунок 1.9 – Зміни у моделях розрахунку вартості електроенергії для кінцевого споживача

Тому визначальною вимогою до засобів імітаційного моделювання функцій ринку електроенергії України є врахування як ринкових механізмів ціноутворення, так і регульованих тарифів [49, 62].

Оптова вартість електроенергії формується з наступних складових:

– вартість електроенергії за окремими двосторонніми договорами;

- вартість електроенергії за результатами торгів на РДН і ВДР;
- додаткові складові вартості електроенергії за результатами функціонування БР.

Модель РДН дозволяє враховувати особливості функціонування як відповідного сегменту лібералізованої моделі ринку електроенергії України, так і діючої на момент виконання досліджень моделі Оптового ринку електроенергії.

Принципово новим для України є сегмент внутрішньодобового ринку (ВДР), основна задача якого – коригування раніше укладених угод з урахуванням уточненого прогнозу споживання та нерегульованого виробництва електроенергії. Також ВДР надає інструментарій для самостійного врегулювання учасниками ринку потенційно проблемних зобов'язань. За статистикою європейських ринків електроенергії обсяги купівлі/продажу електроенергії в сегменті ВДР не перевищують 5% від загального балансу виробництва/споживання. Вартість угод при цьому коливається в середньому між цінами РДН і БР. Тому для імітаційного моделювання початкових етапів впровадження лібералізованої моделі ринку електроенергії в Україні пропонується взагалі не враховувати вплив ВДР на вартість електроенергії для кінцевого споживача.

Врахування небалансів виробництва/споживання електроенергії виключно механізмами БР суттєво спрощує алгоритми імітаційного моделювання [63]. При цьому похибка розрахунку тарифів для кінцевого споживача не перевищуватиме 1%. В подальшому, за наявності статистичної інформації щодо результатів функціонування ВДР, обсяги купівлі/продажу електроенергії в цьому ринковому сегменті можливо враховувати використання інформаційних структур двосторонніх договорів.

Особливу увагу в новій моделі ринку необхідно приділити визначенню цін на ринку “на добу наперед” та балансуючому ринку [45]. Це обумовлене тим, що в кінцевій ціні у споживача доля електричної енергії складає до 70 %, з яких більшу частину займають обсяги електричної енергії, ціну у яких фактично формують ці два сегмента ринку.

1.3 Постановка мети та задач дисертаційного дослідження

Визначені в Законі [1] ринкові реформи в електроенергетиці можуть, як негативно, так і позитивно відобразитися на подальшому розвитку електроенергетичного комплексу України. Це відповідним чином впливатиме на всі галузі економіки України, оскільки припущення помилок на кожному етапі реформ в цій галузі має велику ціну для країни в цілому. Тому особливої актуальності набуває задача визначення ефективних механізмів зниження ризиків на ринку електричної енергії від прийняття помилкових регуляторних або управлінських рішень. Розв'язання цієї задачі потребує створення моделей та засобів моделювання ціно- та тарифоутворення на електричну енергію та послуги в межах ринку електричної енергії [49, 62, 63]. Моделювання ринкових відносин в електроенергетиці є багатогранною та складаною задачею, яка в світовій практиці вирішується останні 40 років і постійно набуває розвитку з урахуванням особливостей функціонування окремих національних ринків електричної енергії. Сьогодні в світі існують десятки різноманітних імітаційних та прогнозних ринкових моделей [5-7, 9, 10, 64-66]. Відповідні моделі формуються виходячи із особливостей як окремого ринку електроенергії, так і розв'язуваних задач. При цьому виділяється ряд факторів, врахування яких і робить створювану модель унікальною та прив'язаною до конкретного ринку електроенергії: система припущень щодо вхідних даних та спрощеного подання окремих бізнес-процесів, межею дослідження ринку або його сегментів, впливу суміжних ринків палива та електричної енергії, поведінки учасників ринку, еластичності попиту та пропозицій, врахування системних та мережових обмежень [67-71] використанням моделі зонального чи вузлового ціноутворення на електричну енергію, способів врахування витрат на послуги з транспортування та постачання електричної енергії, торгівлі пропускнуою спроможністю [72- 75] та інше. Країни-члени Європейського Союзу розвивають свої ринки електричної енергії за «загальноєвропейською» моделлю, означеною у відповідних директивах та регламентах Парламенту та Ради ЄС, передусім – так званім «енергетичним

пакетом». Зазначимо, що загальноєвропейське законодавство лише встановлює принципи функціонування ринків, а реалізація цих принципів в кожній країні відбувається з урахуванням особливостей правил функціонування національних ринків, моделей бізнес-інформаційної взаємодії між його учасниками, вимог технічних кодексів. Так, в межах кожного національного ринку сформовані власні механізми стимулювання розвитку відновлювальних джерел електроенергії, підходи в ціноутворенні на балансуєчому ринку, підтримка розвитку ко-генерації, взаємовідносини між учасниками роздрібного ринку, регуляторний вплив з боку держави у відповідних сегментах ринку, принципи контролю природних монополій з надання послуг, підходи з вирішення системних обмежень тощо. Після імплементації Україною в своє законодавство вимог європейського законодавства, передусім – вимог третього енергетичного пакету, прийнявши у 2017 році Закон «Про ринок електричної енергії» [1]. Наступним кроком, необхідним для запровадження європейської лібералізованої моделі ринку електричної енергії, стало створення нормативної бази, яка регулюватиме відносини між його учасниками [56-61, 76]. Враховуючи терміни, які були встановлені для початку функціонування нового ринку та ризики для економіки України від помилкових регуляторних і управлінських рішень, органам державної влади та зацікавленим сторонам на ринку електроенергії необхідний став інструмент моделювання ринку електричної енергії та послуг в умовах нових ринкових відносин. Оскільки жодна модель національного ринку не може повністю повторювати модель іншої країни, то впровадження в Україні існуючих засобів моделювання потребуватиме значного часу для адаптації та врахування виняткових особливостей українського ринку електричної енергії. До таких особливостей, перш за все, належать наступні: наявність на ринку електричної енергії гарантованого покупця за «зеленим тарифом»; наявність електрично-ізованих зон в ОЕС України; наявність вертикально-інтегрованих компаній та монополій; унікальна структура джерел виробництва електричної енергії; відсутність єдиного ринку палива для виробників електричної енергії на ТЕС; зміна характеру споживання

електроенергії по регіонах в залежності від обсягів промисловості; відсутність на момент запуску лібералізованої моделі ринку електроенергії необхідної для комплексного аналізу ретроспективної інформації.

Аналіз наведених особливостей показав доцільність розробки та впровадження в Україні власної імітаційної моделі функціонування ринку електричної енергії. Така модель має враховувати технологічні обмеження ОЕС України в розрахунках мінімально можливих рівнів цін та тарифів шляхом послідовного складання витрат учасників ринку, зокрема і у порядку їх формування, який передбачено в кінцевій моделі ринку, а саме: ціни на ринку двосторонніх договорів; на ринку “на добу наперед” (РДН); внутрішньодобовому ринку; балансуєчому ринку (БР); тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління; тариф на послуги з передачі та розподілу електричної енергії; ціна послуги електропостачальника; ціни постачання електричної енергії кінцевим споживачам. Аналіз літературних джерел показав [17-42], що в Україні велись та ведуться дослідження щодо моделювання роботи окремих сегментів нового ринку електричної енергії, але комплексного дослідження щодо моделювання процесів ціно- та тарифоутворення починаючи від виробництва до споживання електричної енергії з урахуванням особливостей роботи ОЕС України не проводилося.

З огляду на це метою дисертаційної роботи став розвиток наукових засад та практичних засобів з комплексного моделювання ринку електричної енергії України шляхом удосконалення існуючих та розробки нових методів, моделей та засобів імітаційного моделювання процесів функціонування організованих сегментів ринку з урахуванням технологічних обмежень ОЕС України та пов’язаних із ними додаткових витрат на послуги з транспортування, розподілу та постачання електричної енергії в умовах неповноти вхідної інформації.

Для досягнення мети дисертаційного дослідження необхідним є комплексне розв’язання низки наукових та науково-практичних задач. До таких задач, по-перше, відносяться визначення основних складових ціни електричної енергії у кінцевого

споживача та функції імітаційної моделі ціно- та тарифоутворення в умовах нового ринку електричної енергії України, наукове обґрунтування та розробка моделей розрахунку тарифів для споживачів, з урахуванням послуг операторів систем передачі та розподілу і послуг електропостачальників. При цьому слід визначити допущення та обмеження для практичної реалізації та використання відповідних засобів моделювання результатів роботи ринку електричної енергії. По-друге, внаслідок відсутності в Україні досвіду роботи в нових ринкових умовах, а також відсутності необхідної для моделювання ретроспективної інформації необхідним є визначення обсягів, структури та вимоги до вхідних даних, які необхідні для моделювання нового ринку електричної енергії, а також розроблення моделей розрахунку необхідних вхідних даних, що відсутні в попередній моделі оптового ринку. По-третє, з огляду на те, що центральними та принципово новими для України є організовані сегменти ринку, то необхідним є розробка засобів розрахунку результатів роботи ринку «на добу наперед» України, розробка методів та моделей розрахунку результатів роботи балансуючого ринку електричної енергії з урахуванням вирішення технологічних обмежень ОЕС України та розподілу відповідальності за спричинені небаланси між учасниками ринку. Нарешті необхідним є розробка засобів імітаційного моделювання у вигляді комп'ютерної програми та підтвердження адекватності запропонованих моделей та отриманих наукових результатів шляхом виконання аналітичних розрахунків та порівняльного аналізу їх результатів з відповідними фактичними даними діючої моделі оптового ринку. Також з огляду на стрімке збільшення частки відновлювальних джерел енергії в балансі ОЕС України та перспективи подальших досліджень з моделювання ринку електричної енергії України необхідним є визначення функцій Гарантованого покупця, як сторони відповідальної за баланс виробників за «зеленим тарифом» в ринкових сегментах, які впливають на кінцеву вартість електроенергії для кінцевого споживача та запропонувати структуру моделі розрахунку варіантів впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електричної енергії.

1.4 Загальні вимоги та обмеження щодо моделювання сегментів лібералізованого ринку електричної енергії України

Для відтворення процесів функціонування нової моделі ринку електричної енергії України та з метою визначення рівня та структури цін у споживачів електричної енергії, необхідним є створення імітаційної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії, яка має бути побудована на зазначених в Законі [1] принципах.

Головною метою побудови імітаційної моделі є розрахунок цін у споживачів за принципом послідовного складання витрат учасників ринку на виробництво, передачу та розподіл електричної енергії [45, 48, 49, 85]. Для побудови Імітаційної моделі процесів функціонування сегментів ринку “на добу наперед”, балансуючого ринку та роздрібного ринку електроенергії запропоновано використання витратного метода, тобто здійснення розрахунку можливих витрат учасників ринку в новій моделі ринку електричної енергії України, які мають бути враховані в ціні постачання електричної енергії кінцевому споживачу [45]. В табл.1.1 представлені базові складові ціни електричної енергії у кінцевого споживача. Таким чином імітаційна модель ринку має здійснювати послідовний розрахунок цін та тарифів у порядку їх виникнення в новій моделі ринку електричної енергії України. Зокрема формування цін має здійснюватися в наступній послідовності [45, 48]:

- 1) на ринку двосторонніх договорів;
- 2) на ринку “на добу наперед”;
- 3) на внутрішньодобовому ринку;
- 4) на балансуючому ринку;
- 5) тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління;
- 6) тариф на послуги з передачі електричної енергії;
- 7) тариф на послуги з розподілу електричної енергії;
- 8) послуги електропостачальника.

Таблиця 1.1. – Складові тарифу електричної енергії у кінцевого споживача

Ціна електроенергії формується на основі укладених договорів в сегментах:	Ринку двосторонніх договорів
	Ринку "на добу наперед" та внутрішньодобовому ринку
	Балансуючому ринку
Тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління	Складова на покриття витрат на допоміжні послуги
	Складова тарифу на покриття господарчих видатків
	Складова тарифу на покриття витрат, які виникають у оператора системи передачі під час усунення системних обмежень механізмами БР
	Складова на покриття витрат при виконанні функцій Адміністратора комерційного обліку
	Складова на покриття витрат при виконанні функцій Адміністратора розрахунків
Тариф на послуги з передачі електричної енергії	Складова на купівлю електричної енергії для покриття витрат в магістральних електричних мережах
	Складова на покриття витрат на БР для купівлі та продажу небалансів електроенергії внаслідок витрат в магістральних та міждержавних мережах
	Складова тарифу на покриття господарчих видатків
	Складова тарифу на покриття компенсаційного платежу Гарантованому покупцю
	Складова тарифу на покриття витрат при наданні послуг комерційного обліку електричної енергії
Тариф на послуги з розподілу електричної енергії	Складова витрат для купівлі електричної енергії на покриття витрат в розподільчих мережах
	Складова на покриття витрат на БР для купівлі та продажу небалансів електроенергії внаслідок витрат в розподільчих мережах
	Складова тарифу на покриття господарчих видатків, інвестиційних програм
	Складова тарифу на покриття витрат під час надання послуг з комерційного обліку
Ціна послуг (маржа) електропостачальника	Складова ціни на покриття господарчих видатків та прибутку підприємства при виконанні цієї функції
	Складова на покриття витрат при здійсненні діяльності з виконання функції "постачальника останньої надії"
	Складова ціни на покриття витрат при здійсненні діяльності з надання універсальних послуг

Як показано в табл.1.1. на ринку електричної енергії створено чотири основні сегменти, на яких здійснюється купівля-продаж електричної енергії: ринок двосторонніх договорів (РДД), РДН, ВДР та БР [1, 45, 77]. Купівля-продаж електричної енергії на цих сегментах здійснюється в різних проміжках часу та на різних часові періоди. В сегменті РДД учасники укладають договори за ціною, яка є домовленістю сторін такого договору, та без обмежень щодо періоду купівлі-продажу електричної енергії [1, 45]. Головною умовою є тільки реєстрація договірних погодинних обсягів купівлі-продажу електричної енергії та реєстрація сторін договору. В сегменті РДН торгівля здійснюється на централізованому майданчику в межах доби, яка передуює добі постачання. Завжди стороною договору на РДН наперед є оператор ринку, який зокрема організовує такі торги та за попередньо визначеними правилами визначає ціну на електричну енергію в кожній годині наступної доби. В сегменті ВДР, який також організований ОР, купівля та продаж електричної енергії здійснюється безперервно після завершення торгів на РДН та впродовж доби фізичного постачання електричної енергії. Ціна на ВДР визначається за принципом “по заявленій ціні”, відповідно до правил ринку “на добу наперед” та внутрішньодобового ринку [1, 45].

Особливу увагу в Імітаційній моделі необхідно приділити результатам роботи ринку “на добу наперед” та балансуєчого ринку [1, 45]. Це обумовлене тим, що в кінцевому тарифі у споживача доля електричної енергії складає до 70 %, з яких більшу частину займають обсяги електричної енергії, вартість яких фактично формують ці два сегмента ринку.

Враховувати невеликі обсяги електричної енергії, які можуть продаватися на у сегменті внутрішньодобового ринку (за європейською статистикою до 5 % від всього обсягу відпуску), як допущення в Імітаційній моделі, на перших етапах не здійснювати розрахунки на цьому сегменті ринку.

Розглянемо окремі складові тарифів електричної енергії у кінцевого споживача, що визначені в табл.1.1.

Витрати ОСП при купівлі допоміжних послуг. На ринку допоміжних послуг (РДП) можуть придбаватися та надаватися допоміжні послуги (ДП) для забезпечення [1, 45, 78-80]:

- регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме: забезпечення резервів підтримки частоти (первинне регулювання), резервів відновлення частоти (вторинне регулювання), резервів заміщення (третинне регулювання) [1, 45, 58];

- підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України, а саме: послуги регулювання напруги та реактивної потужності; послуги з забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій; правилами ринку можуть бути передбачені інші допоміжні послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності, підтримання балансу потужності та енергії в ОЕС України та підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України [1, 45, 58].

Через невизначеність кінцевого переліку допоміжних послуг, пропонується на першому етапі передбачити в імітаційній моделі тільки ДП з регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України [45, 62, 63, 85]. В Україні встановлено вимогу підтримувати резерви потужності для різних умов функціонування ОЕС України (синхронна робота ОЕС України з енергетичною системою ENTSO-E, робота ОЕС України в ізолюваному режимі, синхронна робота ОЕС України з енергетичною системою Російської Федерації) [45, 81-83]. В залежності від умов функціонування ОЕС України, значення необхідного резерву встановлюється згідно нормативних документів, в яких враховані вимоги щодо підтримання резервів в ENTSO-E [83]. Імітаційна модель має надавати користувачеві можливість змінювати рівень необхідного резерву потужності. На момент розроблення моделі було важко оцінити можливу вартість резервів потужності в Україні через відсутність ринку ДП, а також розрахувати ситуації конкурентної боротьби між виробниками електричної енергії за надання послуги з підтримання резервів потужності на електричних станціях,

особливо з урахуванням таких видів резервів як первинне, вторинне та третинне регулювання. Крім того не було визначено витратну частину для формування ціни на відповідні види резервів.

На першому етапі пропонується врахувати в Імітаційній моделі витрати ОСП на купівлю допоміжних послуг на рівні вартості всіх умовно-постійних витрат виробників на ТЕС. Крім того, до цих витрат можливі витрати ОСП на купівлю послуги з підтримання резерву потужності на генеруючому обладнанні ГЕС та ГАЕС [84], і встановити їх на рівні, який пропорційний відпуску електричної енергії на всіх ГЕС та ГАЕС по відношенню до відпуску електричної енергії на всіх ТЕС.

Імітаційна модель має надавати можливість із встановлення заявок для кожного виду резервів та можливі варіанти розподілення цих резервів по електричним станціям ТЕС.

Витрати ОСП на усунення системних обмежень механізмами балансуєчого ринку. В імітаційні моделі передбачається усунення системних обмежень за рахунок примусового включення до графіку роботи визначених ОСП блоків ТЕС. На першому етапі розроблення моделі доцільно передбачити лише встановлення ознаку обов'язкової роботи конкретних блоків ТЕС у відповідній добі. При цьому, користувачеві має бути надана можливість самостійно встановлювати ознаку будь-яким блокам ТЕС для обраних сценаріїв моделювання. На балансуєчому ринку ОСП вирішує системні обмеження окремо по кожній ізольованій зоні, що викликано необхідністю збереження балансу виробітку та споживання окремо в кожній з цих зон.

Розглянемо більш детально особливості виникнення витрат у ОСП на балансуєчому ринку під час усунення системних обмежень. ОСП, маючи перелік блоків ТЕС, які повинні бути в роботі для усунення системних обмежень, звіряє його з переліком блоків ТЕС, які мають включитися в роботу за результатами роботи ринку “на добу наперед” та ринку двосторонніх договорів. Якщо блок ТЕС, який має працювати для усунення системних обмежень вже пройшов на конкурентних засадах

до графіку покриття навантаження на інших сегментах ринку, то його ОСП не задіє на балансуєчому ринку для усунення системних обмежень.

Для випадку коли блок ТЕС, що має працювати для усунення системних обмежень не увійшов до графіку покриття навантаження на інших сегментах ринку на конкурентних засадах, то він буде акцептований за наданою ним заявкою на балансуєчому ринку ОСП, а для збереження балансу виробітку та споживання, оператор системи передачі буде вимушений розвантажити на балансуєчому ринку за заявленою ціною блок, який пройшов на конкурентних засадах до графіку покриття навантаження на інших сегментах ринку [45]. Таким чином, сплачуючи за завантаження блоку ТЕС на БР за ціною вищою ніж на РДН або РДД, ОСП отримує кошти за розвантаження від блоку ТЕС, який апріорі буде готовий заплатити по ціні меншій ніж заплатив ОСП блоку ТЕС на завантаження.

Різниця між витратами, які ОСП поніс на примусове завантаження блоків ТЕС та виручкою, яку він отримав від розвантаження блоків ТЕС, є його витратною частиною на балансуєчому ринку. Вочевидь необхідність вирішення системних обмежень викликана не учасниками ринку електричної енергії, але є проблемою на рівні держави (стійкість та надійність функціонування ОЕС України важливим є для всіх споживачів) тому ці витрати мають бути враховані у тарифі оператора системи передачі на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління [45].

Витрати ОСП, понесених ним при виконанні функцій Адміністратора комерційного обліку. Витрати понесенні ОСП під час виконання відповідної функції включаються до тарифу на диспетчерське, зокрема оперативно-технологічне управління [45, 77]. На момент підготовки дисертаційної роботи визначити рівень таких витрат практично не можливо, що обумовлює неврахування цих витрат в під час імітаційного моделювання, а передбачити можливість встановлення рівня таких витрат користувачем самотійно.

Витрати ОСП на купівлю електричної енергії для покриття втрати в магістральних та міждержавних лініях електропередачі. Встановлено, що ОСП, при здійсненні діяльності з передачі електричної енергії, купує електричну енергію з метою компенсації технологічних втрат електроенергії на її передачу електричними мережами [1, 45]. При цьому, НКРЕКП надані повноваження затвердження нормативних характеристик технологічних витрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами. Тому Регулятор включатиме до тарифу на послуги з передачі електричної енергії джерело коштів для купівлі електричної енергії в обсягах, які визначатимуться на підставі нормативних характеристик технологічних витрат. Купівля ОСП електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами здійснюється за цінами РДН [58]. Тому імітаційна модель має надавати користувачеві можливість обирати, в якому саме обсязі покриватимуться витрати оператора системи передачі на купівлю електричної енергії для компенсації витрат в мережах: в обсягах нормованих або фактичних технологічних втрат в мережах [45].

Витрати ОСП на балансуєчному ринку через купівлю-продаж небалансів електричної енергії від втрат в магістральних та міждержавних мережах. ОСП має врегулювати свої небаланси електричної енергії за цінами, що визначаються за правилами ринку [56], у разі невиконання ним добових графіків електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами [45]. Відповідно імітаційна модель має враховувати цю вимогу. При цьому, в рамках моделювання пропонується розраховувати добові графіки електроенергії з урахуванням фактичних погодинних обсягів втрат в магістральних та міждержавних електричних мережах пропорційно до співвідношення планового до фактичного обсягу купівлі-продажу всіма учасниками лібералізованого ринку електричної енергії України [45].

Витрати ОСП при наданні послуг комерційного обліку електричної енергії. ОСП та ОСР мають зареєструватись у адміністратора комерційного обліку (АКО), як

постачальники послуг комерційного обліку електроенергії або залучити для виконання таких функцій інших постачальників цих послуг, та не мають права відмовити учасникам ринку, електроустановки яких приєднані до їхніх мереж, у наданні послуг комерційного обліку. На момент розроблення моделі оцінка рівня таких втрат практично не можлива, що обумовлює невраховування таких втрат під час розрахунків, але надати можливість самостійно встановлювати в розрахунках рівень таких витрат необхідно [45].

Витрати ОСР на купівлю електричної енергії на втрати в розподільчих лініях електропередачі. Встановлено, що ОСР, при здійсненні діяльності з розподілу електричної енергії, купує електричну енергію з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними розподільчими мережами [60, 61]. При цьому, НКРЕКП надані повноваження затвердження нормативних характеристик технологічних витрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами. Тому Регулятор включає в тариф на послуги з розподілу електричної енергії джерело коштів для купівлі електричної енергії в обсягах, які визначатимуться на підставі нормативних характеристик технологічних витрат [45]. Купівля ОСР електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами здійснюється за цінами ринку “на добу наперед”. Тому імітаційна модель повинна враховувати в тарифах ОСР кошти, які необхідні для покупки електричної енергії з метою компенсації нормованих технологічних втрат в розподільчих мережах.

Витрати ОСР на балансуєчому ринку для врегулювання небалансів електричної енергії, що виникають від втрат в розподільчих мережах. ОСР має купувати або продавати небаланси електричної енергії за цінами, визначеними за правилами ринку, у разі невиконання ним добових графіків електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними розподільчими мережами [60]. В межах імітаційної моделі пропонується розраховувати такі добові графіки електричної енергії для

компенсування втрат на основі фактичних погодинних обсягів втрат в розподільчих мережах пропорційно до співвідношення планового до фактичного обсягу купівлі-продажу всіма учасниками нового ринку електричної енергії України. Купівля-продаж ОСР небалансів електричної енергії від втрат в розподільчих мережах здійснюється за цінами, які склалися на балансуєчому ринку [45].

Витрати ОСР при наданні послуг комерційного обліку електричної енергії.

ОСР мають зареєструватись у адміністратора комерційного обліку, як постачальники послуг комерційного обліку електричної енергії або залучити для виконання цих функцій інших постачальників цих послуг [76]. ОСР не мають права відмовити учасникам ринку, електроустановки яких приєднані до їхніх мереж, у наданні послуг комерційного обліку. На першому етапі пропонується не враховувати такі послуги їх у розрахунках в імітаційній моделі, а лише надати можливість встановлення для розрахунків рівень таких витрат по кожному оператору системи розподілу окремо.

Витрати електропостачальника при наданні послуги постачальника “останньої надії”. Постачальник “останньої надії” це електропостачальник, визначений за результатами конкурсу або призначений Регулятором, який за обставин, визначених цим Законом, не має права відмовити споживачу в укладенні договору постачання електричної енергії на обмежений період часу [61]. Вартість надання послуги постачальника “останньої надії” визначається на конкурсній основі і її рівень важко передбачити. Пропонується в імітаційній моделі не враховувати послуги постачальника “останньої надії”, передбачається можливість її встановлення самостійно.

Витрати електропостачальника при наданні універсальної послуги. В новій моделі, ОСР забороняється здійснювати інші види господарської діяльності, не пов’язані з розподілом [1, 45, 61]. Тому, пропонується в імітаційній моделі прийняти допущення, що вся електрична енергія поставляється постачальником універсальних послуг, за ціною, яка була запропонована для електропостачальників.

1.5 Висновки за першим розділом

Проаналізовані основні зміни у моделі організації роботи оптового ринку електричної енергії. Показано, що нова модель ринку електричної енергії характеризується суттєвим розширенням конкурентного середовища для виробників та постачальників електроенергії. Показані загальні відмінності між організацією роздрібного ринку згідно із попередньою моделлю та запровадженою новою моделлю наведені, а також зміни у структурі вартості електроенергії для кінцевого споживача.

За результатами виконаного аналізу сформовані та обґрунтовані задачі дослідження. Оскільки жодна модель національного ринку не може повністю повторювати модель іншої країни, то впровадження в Україні існуючих засобів моделювання потребуватиме значного часу для адаптації та врахування виняткових особливостей українського ринку електричної енергії. Аналіз особливостей показав доцільність розробки та впровадження в Україні власної імітаційної моделі функціонування сегментів лібералізованої моделі ринку електричної енергії. Основні вимоги, які висувуються до функцій такої моделі, полягають у виконанні розрахунку мінімально можливих рівнів тарифів шляхом послідовного складання витрат учасників ринку, зокрема і у порядку їх формування, який передбачено в кінцевій моделі ринку, а саме: на ринку двосторонніх договорів; на ринку “на добу наперед” (РДН); внутрішньодобовому ринку; балансуєчому ринку (БР); тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління; тариф на послуги з передачі та розподілу електричної енергії; послуги електропостачальника; тарифу постачання електричної енергії кінцевим споживачам.

Визначені основні складові тарифу електричної енергії у кінцевого споживача, які мають бути враховані під час виконання розрахунків та мають бути включені до імітаційної моделі ринку електричної енергії, надано обґрунтування визначених складових.

РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» ТА БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

2.1 Імітаційна модель ринку «на добу наперед»

Під час розробки правил функціонування та прогнозуванні наслідків впровадження РДН і БР України застосовані припущення про позитивний вплив нової моделі ринку електроенергії на розвиток конкурентного середовища, збільшення ліквідності ринку електроенергії в цілому, формування прозорих цінових сигналів, формування інвестиційного клімату, ліквідацію перехресного субсидіювання, впровадження стимулюючих стимулів для зниження витрат регульованих суб'єктів, формування у споживача ціни, що складається тільки з економічно-обґрунтованих витрат, усунення можливого адміністративного втручання в роботу ринку. Проте, як свідчить досвід функціонування конкурентних ринків електроенергії інших країн, вищезазначені положення мають коригуватись з урахуванням особливостей структури попиту та пропозиції, перш за все, в напрямку обмеження негативного впливу природних та штучних монополій.

Створений ще у 1994 році регульований ринок електроенергії в Україні базувався на моделі одного покупця. Тому лібералізована модель ринкових відносин впроваджувалася в умовах відсутності структурованого попиту у сегменті РДН та неготовності учасників ринку до формування еластичної по ціні функції попиту. Аналіз процесів функціонування сегменту РДН засвідчив, що і досі в більшості годин доби покупці електроенергії на РДН встановлюють максимально допустиму ціну і торги фактично здійснюються за відсутності еластичного попиту.

Тому при імітації функцій старої та більшості годин нової моделей ринкових відносин задача балансування попиту та пропозиції зводиться до мінімізації ринкової вартості електроенергії [8, 85, 86]. При цьому, з огляду на участь на РДН переважно ТЕС, цю задачу можливо розв'язувати з додатковим припущенням про приблизно однакові економічні характеристики виробничих потужностей різних електростанцій та обмежитися виключно паливною складовою вартості виробленої електроенергії. Тому імітаційне моделювання процесів функціонування РДН можливо здійснювати без

врахування поведінкової моделі виробників електроенергії та поданням попиту ціноприймальними заявками, що дозволяє використовувати в розрахунках достатньо простий апарат одностороннього аукціону.

Розглянемо детальніше припущення, що саме пропозиції виробників електричної енергії на ТЕС визначають маржинальну ціну та формують її рівень на ринку. У структурі виробництва електричної енергії в Україні найбільшу частку виробництва формує електрична енергія, вироблена на АЕС (майже половина виробленої електроенергії). Ця електрична енергія на сьогодні найдешевша у структурі пропозиції з точки зору собівартості її виробництва. Другим за обсягом в структурі виробничих потужностей ОЕС України є електрична енергія, вироблена на ТЕС – майже третина обсягу виробленої електричної енергії. Обсяги виробництва електричної енергії на ТЕЦ, ГЕС та ВДЕ мають залежність від кліматичних умов та сезону року і складають приблизно 12 відсотків в структурі річного виробництва. Враховуючи, що виробники з ВДЕ отримуватимуть в найближчій перспективі плату за продану електричну енергію за встановленим Регулятором тарифом, можна стверджувати, що станції з ВДЕ впливатимуть на функції ринкових сегментів шляхом формування сукупного графіку пропозиції електричної енергії. Виробники на ГЕС, через наявність обмежень з боку екологічних норм щодо використання води, скоріш за все, будуть мати регульований погодинний обсяг з боку ОСП, що обмежує можливості ринкової гри для ГЕС. З огляду на низьку собівартість електричної енергії ГЕС (у порівнянні з вугільними ТЕС), такі обсяги у процесі торгів не братимуть участь у формуванні ціни, і тому можуть подаватися заявками ціноприймального типу. Таким чином, саме виробники електричної енергії на ТЕС є визначальними для формування ціни на ринку. В цих умовах головною задачею є визначення мінімального рівня цін виробленої на ТЕС електричної енергії виходячи з паливної складової. Умовно-постійні витрати виробників електричної енергії покриваються на ринку допоміжних послуг, а умовно-змінні витрати – у сегментах РДН та БР. Саме вартість паливної складової є мінімально можливим та економічно обґрунтованим, а конкурентна боротьба між виробниками на ТЕС має змусити їх знижувати ціну на

електричну енергію до рівня, близького до паливної складової в собівартості виробництва.

Розглянемо особливості побудови розрахункової моделі РДН та БР України, використання якої дозволяє виконати моделювання цін та обсягів купівлі-продажу електроенергії на РДН, а також визначити вартість обсягів електричної енергії та потужності, які потрібні для балансування виробництва, споживання та врегулювання системних обмежень в ОЕС України.

Базовою з точки зору моделювання на ринку електроенергії РДН та БР України є модель, що передбачає нееластичний попит на купівлю електроенергії.

Розвиток оптового ринку електроенергії загалом та ринку «на добу наперед» [57] зокрема передбачає перехід до структурованого еластичного по ціні попиту. Тому розрахункова модель РДН має використовувати математичний апарат двостороннього аукціону [35, 87, 88]. З іншої сторони, модель єдиного покупця з нееластичним попитом реалізує виключно функцію одностороннього аукціону. Тому для формування розрахункової моделі при рішенні цих взаємно суперечливих завдань запропоновано формування гібридної моделі, що залучає пару односторонніх аукціонів з нееластичним попитом та нееластичною пропозицією (рис. 2.1).

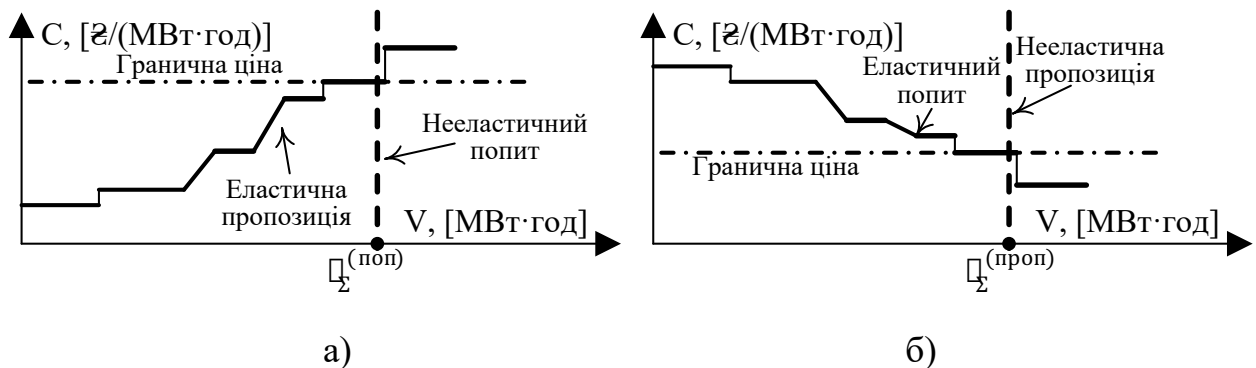


Рисунок 2.1 – Односторонні аукціони за наявності одного покупця (а) або продавця (б)

Для одностороннього аукціону з єдиним покупцем (рис. 2.1.а) використовується наступна цільова функція [90]:

$$\max \left\{ - \sum_j^J (C_j \cdot V_j) \right\} = \min \left\{ \sum_j^J (C_j \cdot V_j) \right\}, \sum_j^J V_j \leq V_{\Sigma}^{(\text{поп})} \forall (C_j, V_j) \in M_{\text{акц}}^{(\text{проп})}$$

де: (C_j, V_j) – j -та прийнята на аукціоні цінова заявка продавця електроенергії, в якій зазначені ціна C_j (€/МВт·год) та обсяг V_j (МВт·год);

$M_{\text{акц}}^{(\text{проп})}$ – множина акцептованих в результаті торгів цінових заявок з продажу електроенергії.

Математичний апарат одностороннього аукціону з єдиним покупцем (нееластичний по ціні попит) може застосовуватись для розрахунку результатів торгів на початкових етапах впровадження РДН в умовах відсутності структурованого попиту та цінової конкуренції між постачальниками. Крім того, односторонній аукціон використовується на балансуєчому ринку (при виборі генераторів як для завантаження, так і для розвантаження). Причому в новій моделі ринкових відносин у сегменті РДН покупці електроенергії, як правило, визначають максимально допустимі ціни. Тому і для діючої моделі РДН в умовах фактично двостороннього аукціону з достатнім рівнем точності можливо подавати попит нееластичним по ціні.

Для одностороннього аукціону з єдиним продавцем (див. рис.2.1.6) використовується наступна цільова функція:

$$\max \left\{ \sum_i^I (C_i \cdot V_i) \right\} = \min \left\{ - \sum_i^I (C_i \cdot V_i) \right\}, \sum_i^I V_i \leq V_{\Sigma}^{(\text{проп})} \forall (C_i, V_i) \in M_{\text{акц}}^{(\text{поп})}$$

де (C_i, V_i) – i -та прийнята на аукціоні заявка продавця електроенергії, в якій зазначені ціна C_i (€/МВт·год) та обсяг V_i (МВт·год);

$M_{\text{акц}}^{(\text{поп})}$ – множина акцептованих за результатами торгів заявок з купівлі електроенергії.

В запропонованій розрахунковій моделі цінові пропозиції на продаж електроенергії подані у формі однієї пари «ціна-обсяг», що суттєво спрощує алгоритми розрахунків та дозволяє уніфікувати процес аналізу цінових пропозицій від енергоблоків різних типів. При цьому слід зауважити, що в новій моделі РДН досі не впроваджені цінові заявки більш складних типів. Тому запропонована імітаційна модель надаватиме адекватні результати і для аналізу сучасних процесів функціонування у цьому ринковому сегменті.

Дійсно, як показано на рисунку 2.2, для енергоагрегатів різних типів витратні

характеристики палива (основна складова собівартості електроенергії) мають різні ознаки. Найскладніше враховувати витратні характеристики ТЕЦ, графік яких має чітко виражений нелінійний характер та суттєво змінюється в різних режимах роботи теплоцентралі. Крім того, переважна більшість вугільних ТЕС мають спадну витратну характеристику, тобто зі збільшенням навантаження енергоблоку відносні витрати палива зменшуються [63]. При цьому на РДН такі характеристики перераховуються та подаються у формі зростаючої лінії, загальноприйнятої для цінових заявок з продажу електроенергії на аукціоні.

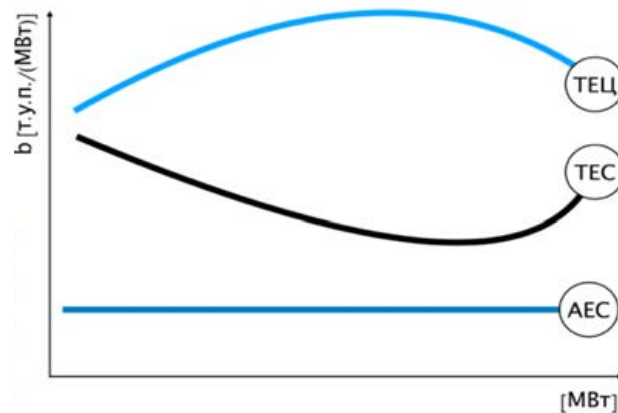


Рисунок 2.2 – Витратні характеристики палива

При розробці моделі розрахунку результатів аукціону на ринку «на добу наперед» використано аналіз пропозиції виробника електроенергії у формі однієї пари «ціна-обсяг», що не впливає на результати розрахунків для заявок, прийнятих у повному обсязі (рис. 2.3).

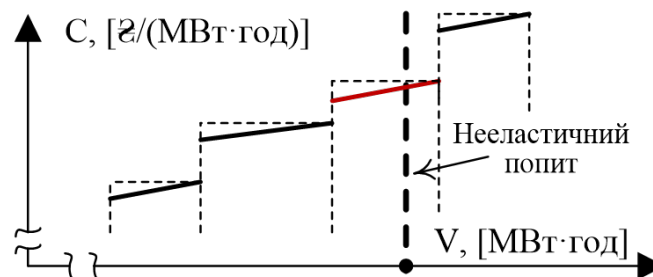


Рисунок 2.3 – Пропозиції виробників

Спрощення пропозиції до однієї точки вносить похибку лише для останньої прийнятої пропозиції, коли її графік пересікається лінією нееластичного попиту. Проте, як показали

результати розрахунків, така похибка не перевищує 0.7% від обсягу при моделюванні РДН навіть в період літнього мінімуму навантажень. При розрахунках балансу між попитом та пропозицією на електроенергію в зимовий період вищезазначена похибка буде суттєво нижчою. Таким чином, для оцінки різних ситуацій на РДН України цілком достатньо використовувати подання заявок від виробників електроенергії спрощено у формі однієї пари «ціна-обсяг».

Пропозиції енергоагрегату ТЕС розраховується на основі середньозваженої ціни умовного палива (УП) на виробництво електричної енергії (€/МВт·год) [63]:

$$\mathcal{C}_{\text{п}}^{\text{ТЕС}} = \frac{b_{\text{Р64}} \times \mathcal{C}_{\text{б}}^{\text{упе}}}{1000} \times 1,032$$

де:

$b_{\text{Р64}}$ – питомі витрати у.п. на відпущену електроенергію [63], при максимальному значенні потужності на графіку вихідних нормативних питомих витрат умовного палива відповідного блоку, г/кВт год

1000 – приведення результату розрахунку до одиниць виміру € /МВт·год;

К (1,032) – податки на електроенергію для виробників, відповідно до вимог п. 215.3.9 «Податкового кодексу України»;

$\mathcal{C}_{\text{б}}^{\text{упе}}$ – середньозважена ціна УП на виробництво електричної енергії відповідним блоком, яка розраховується за формулою [63], грн./т.у.п.:

$$\mathcal{C}_{\text{б}}^{\text{упе}} = \sum_k \left(\frac{\mathcal{C}_{\text{бк}}^{\text{нп}}}{K_{\text{бк}}^Q} \cdot \frac{r_{\text{бк}}^e}{100} \right) [\text{€} / \text{т. у. п. }],$$

де:

к – вид натурального палива (вугілля, газ, мазут);

$\mathcal{C}_{\text{бк}}^{\text{нп}}$ – ціна палива з урахуванням доставки , грн./т, грн./тис.м³;

$r_{\text{бк}}^e$ – відсоток використання УП на виробництво електроенергії, %;

$K_{\text{бк}}^Q$ – калорійний еквівалент переведення натурального палива в умовне, який розраховується за формулою, у.о.:

$$K_{\text{бк}}^Q = \frac{Q_k}{7\,000} [\text{у. о. }],$$

де Q_k – теплота згоряння палива k , Ккал/кг;

7 000 – теплотворна здатність умовного палива, Ккал/кг.

Питомі витрати УП на відпущену електроенергію, при максимальному значенні потужності на графіку вихідних нормативних питомих витрат умовного палива відповідного блоку [63], визначаються за наступною формулою, г/кВт год:

$$b_{P64} = b_{P64}^{BH} \times K_{CT}^{\Phi}$$

де b_{P64}^{BH} – вихідні нормативні питомі витрати УП на відпущену електричну енергію, що визначаються за кривою графіка вихідних нормативних питомих витрат УП відповідного блоку (корпусу), затвердженого центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці, г/кВт год.;

K_{CT}^{Φ} – коефіцієнт приведення нормативних питомих витрат умовного палива на відповідному блоці до фактичних середньозважених питомих витрат умовного палива на електростанції, який розраховувався за формулою, у.о.:

$$K_{CT}^{\Phi} = \frac{b_{CT}^{BH}}{b_{CT}^{\Phi}}$$

де b_{CT}^{BH} – середньозважені питомі витрати умовного палива станції, розраховані виходячи з нормативних питомих витрат умовного палива на відпущену електроенергію її блоків, г/кВт год.;

b_{CT}^{BH} – фактичні питомі витрати умовного палива станції, г/кВт год.

Імітаційна модель РДН подається як група не зв'язаних між собою погодинних торгів. Для кожної години доби розраховується баланс між попитом та пропозицією за класичними правилами одностороннього аукціону, де виробники електроенергії формують графік пропозиції. Прогнозоване навантаження для кожної години доби визначає лінію нееластичного попиту.

При формуванні графіка пропозиції заявки виробників електроенергії попередньо розділяються на три групи (рис. 2.4).

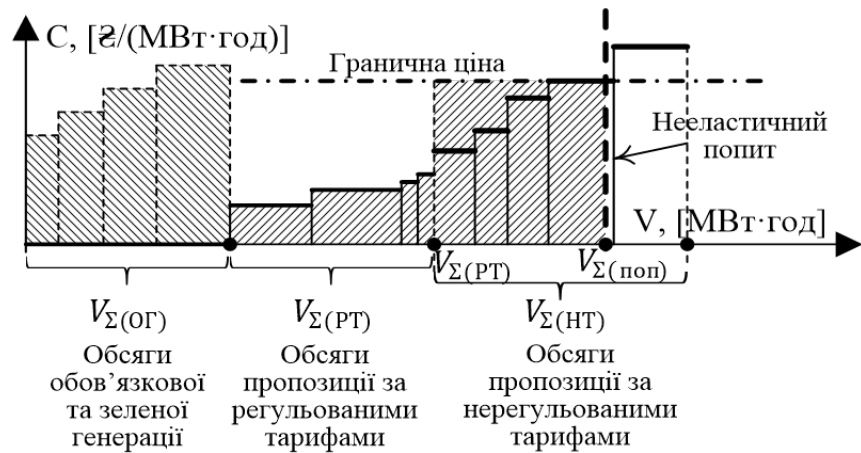


Рисунок 2.4 – Формування графіка пропозиції

До першої групи відносяться обсяги обов'язкової генерації електроенергії (АЕС, ГАЕС і об'єкти, що виробляють електричну енергію з відновлювальних джерел енергії).

До другої групи графіка пропозиції відносяться енергоагрегати, для яких вартість електроенергії встановлюється в заявці на рівні регульованого тарифу (ТЕЦ, ГЕС). Якщо обсяги виробництва електроенергії для енергоагрегатів цієї групи визначаються окремо, то до графіку пропозиції заносяться відповідні заявки з нульовою ціною. За необхідності, для енергоагрегатів цієї групи визначається ціна відповідно до тарифу виробництва електроенергії, що фактично є переведенням таких заявок до третьої групи. В цьому випадку здійснюється моделювання конкурентного відбору виробничих потужностей для енергоагрегатів умовно другої групи в години мінімальних навантажень. Вартість електроенергії для енергоагрегатів другої групи розраховується за відповідними тарифами при визначенні загальної вартості електроенергії після моделювання погодинного аукціону. Така концепція формування вартості електроенергії для виробників другої групи відповідає функціональній моделі «Pay-as-bid» [6].

До третьої групи графіка пропозиції відносяться заявки енергоагрегатів, відбір яких здійснюється на конкурентних засадах. При цьому для ТЕС значення ціни збільшується на відповідний коефіцієнт K , що враховує сплачувані податки. В процесі формування графіка пропозиції заявки третьої групи сортуються у порядку зростання ціни.

Для заявок третьої групи формується єдина гранична ціна, яка визначається у точці перетину графіка пропозиції та лінії нееластичного попиту.

Моделі односторонніх аукціонів достатньо прості в реалізації, проте при цьому додатково виникає задача організації ітераційного процесу послідовного аналізу наведених вище аукціонів для моделювання двосторонніх торгів. Такий процес можливо реалізувати задачею зведення до нуля дисбалансу обсягів купівлі та продажу електроенергії з відповідними обмеженнями для акцептованих цінових заявок:

$$\sum_i^I V_i - \sum_j^J V_j \rightarrow 0, C_i \leq C_j \forall \left(((C_i, V_i) \in M_{\text{акц}}^{(\text{поп})}) \wedge ((C_j, V_j) \in M_{\text{акц}}^{(\text{проп})}) \right).$$

В той час, як реалізація наведеної вище постановки задачі не викликає алгоритмічних складнощів, при цьому суттєво збільшується обсяг обчислювальних дій внаслідок необхідності ітераційного розв'язання поставленої задачі. Тому більш перспективною вбачається реалізація математичного апарату двостороннього аукціону, в якій передбачена можливість врахування нееластичного попиту. Для рішення такої задачі, модель торгів на РДН має містити засоби аналізу ціноприймальних заявок, тобто заявок, в яких визначаються лише обсяги купівлі електроенергії, а вартість такої купівлі прирівнюється граничній ціні, встановленій за результатами аукціону (рис. 2.5).

З цією метою імітаційна модель погодинних аукціонів на ринку «на добу наперед» має подаватися задачею максимізації доброту покупців та продавців електроенергії [3], в якій перевага надається учасникам, що запропонували найкращу ціну [4] та максимізуються обсяги торгів [5].

Цільова функція даної задачі в загальному вигляді виражається як:

$$\sum_i^I (C_i \cdot V_i) - \sum_j^J (C_j \cdot V_j) \rightarrow \max, C_i \leq C_j \forall \left(((C_i, V_i) \in M_{\text{акц}}^{(\text{поп})}) \wedge ((C_j, V_j) \in M_{\text{акц}}^{(\text{проп})}) \right)$$

При цьому заміна програмного модуля з функціями моделювання одностороннього аукціону на програмний модуль з функціями моделювання двостороннього аукціону не викликає технічних труднощів за умови належної реалізації модульної структури системи комплексного імітаційного моделювання

ринку електроенергії. Тому у дисертаційному дослідженні питання заміни моделей одностороннього та двостороннього аукціонів не висвітлюватиметься

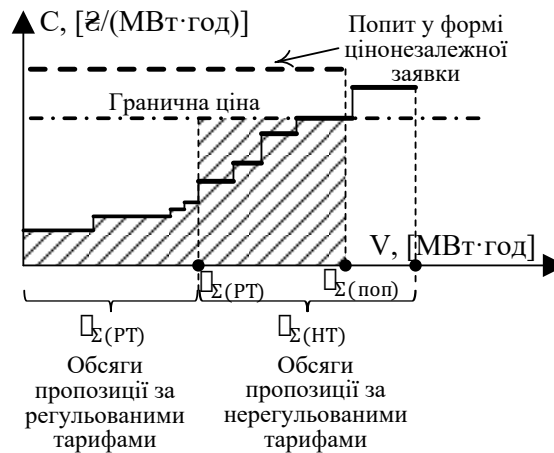


Рисунок 2.5 – Нееластичний попит у формі ціно-приймальної заявки в моделі двостороннього аукціону

Заявки ціно-приймального типу з купівлі чи продажу електроенергії достатньо широко використовуються на європейських біржах електроенергії і реалізація алгоритмів їх аналізу не викликає складнощів. При цьому ціно-приймальні заявки можуть використовуватись не лише для моделювання нееластичного попиту, але і для врахування в сегменті РДН обсягів обов'язкової генерації, наприклад, обсяги виробництва відновлювальними джерелами електроенергії та обсяги генерації енергоагрегатів, що знаходяться у стані готовності до надання допоміжних послуг системному оператору.

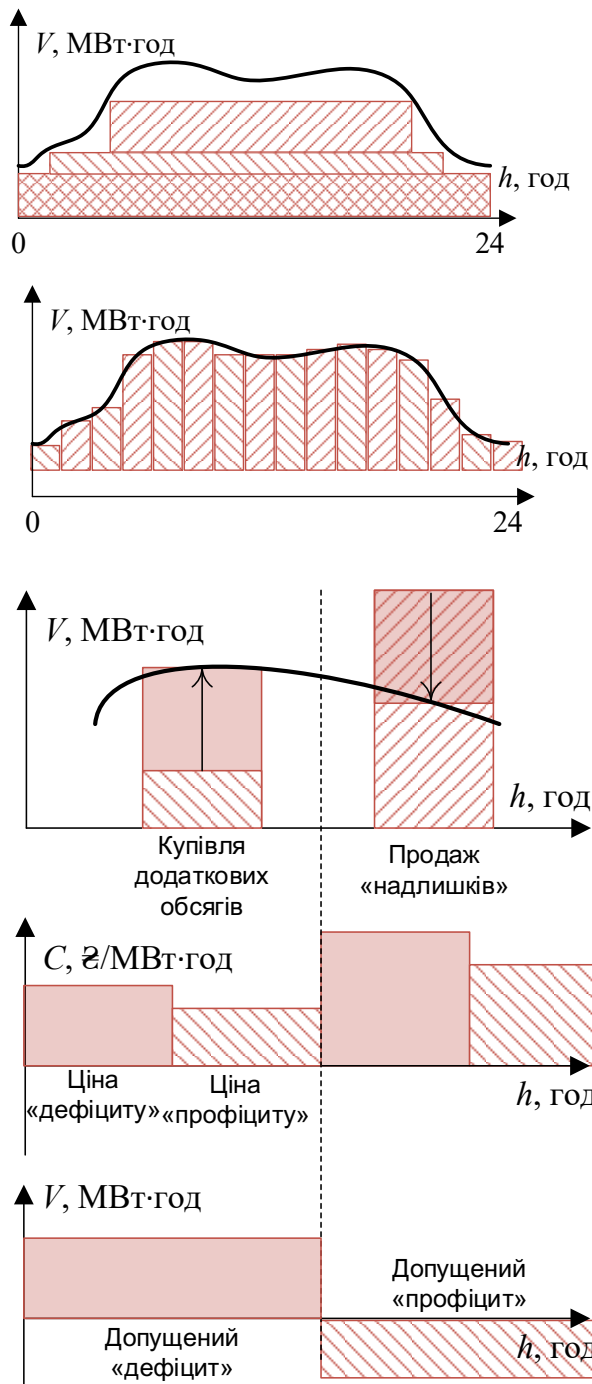
Ціно-приймальні заявки також можуть бути використані для врахування обсягів виробництва електроенергії для виробників, що працюють за регульованими тарифами. Проте, виробничі потужності ГЕС та АЕС апіорі мають меншу вартість електроенергії і тому можуть безпосередньо брати участь у торгах на РДН заявками, в яких ціна відповідає встановленому для них тарифу на відпуск електроенергії. В такому випадку, вартість проданої цими виробниками електроенергії має розраховуватись не за граничною, а за вказаною у заявках ціною. Таким чином, модель РДН має містити засоби розрахунку результатів його роботи як за граничною, так і за визначеною у заявці ціною.

2.2 Балансуючий ринок електричної енергії та загальні вимоги до його моделювання.

Складність процесів взаємодії учасників ринку і нагальна потреба у виконанні ґрунтовного аналізу наслідків регуляторних та управлінських рішень в системі ринкових відносин, як передумова їх прийняття, обумовили необхідність розробки відповідних розрахункових моделей, що дозволять виконати аналіз механізмів ціно- та тарифоутворення на різних сегментах ринку електричної енергії. Одним із сегментів лібералізованої моделі ринку електричної енергії України є балансуючий ринок [89, 90].

Балансуючий ринок електричної енергії (БР) – це ринок, організований оператором системи передачі електричної енергії з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також врегулювання небалансів електричної енергії [1, 56]. Основний баланс між попитом та пропозицією формується у сегменті ринку двосторонніх договорів (РДД) та РДН. У цих сегментах ринку електроенергії формуються двосторонні договори, якими прогнозований попит електроенергії покривається економічно оптимальними графіками завантаження енергоагрегатів електростанцій. Результати розв'язання поставлених перед РДД задач використовуються для рішення задач БР. Так графіки завантаження енергоагрегатів електростанцій використовуються для формування пропозицій на розвантаження (зменшення обсягів виробництва електроенергії), а не прийняті в сегменті РДД та РДН виробничі потужності – для формування пропозицій на завантаження (збільшення обсягів виробництва електроенергії).

Загальне представлення результатів роботи нових сегментів ринку електричної енергії та їх послідовність для України наведена на рис.2.6.



Ринок двосторонніх договорів:

Покриття «базису» добового графіка навантаження за довгостроковим прогнозом

Ринок «на добу наперед»:

Закупівля погодинних обсягів електроенергії за прогнозом на добу постачання

Внутрішньодобовий ринок:

За уточненим прогнозом на окрему годину постачання купівля/продаж електроенергії з метою зменшення обсягів небалансів

Балансуючий ринок:

За результатами балансування обсягів виробництва/споживання електроенергії визначається ціна небалансів окремо на кожну розрахункову годину доби

Адміністратор розрахунків:

За даними комерційного обліку визначає на кожну розрахункову годину різницю між сумарно закупленими і фактично спожитими обсягами електроенергії. Визначає вартість допущених небалансів.

Рисунок 2.6 – Послідовність роботи нових сегментів ринку електричної енергії

Першочерговою задачею, покладеною на БР, є зведення балансу між прогнозованим попитом на електроенергію та графіками пропозиції електроенергії у відповідність до системних обмежень на виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Така задача може бути означена як задача врегулювання системних

обмежень (BCO). За результатами аналізу режиму ОЕС України на основі сформованого у сегментах РДД та РДН балансу попиту та пропозиції, виділяються наступні основні порушення операційної безпеки:

- області ОЕС України з недопустимим завищенням рівня напруги;
- області ОЕС України з недопустимим заниженням рівня напруги;
- переобтяжені магістральні лінії ОЕС України.

Об'єктивні закони генерування та споживання електроенергії зумовлюють завищення рівня напруги у місцях генерування та заниження рівня напруги у місцях споживання електроенергії. В ідеальному випадку територіально розподілене навантаження має покриватись максимально рівномірно засобами генерування електроенергії. В дійсності, в умовах значних обсягів попиту, основні джерела генерування електроенергії концентруються на великоблокових електростанціях. Тому, за результатами вибору енергоагрегатів електростанцій для покриття попиту виходячи із економічних критеріїв (критеріїв вартості виробництва електроенергії на енергоблоках електростанцій), можливе виникнення перекосів у рівнях напруги, які неможливо врегулювати відповідними технічними засобами. У випадку виникнення області з недопустимо завищеним рівнем напруги, для цієї області здійснюється примусове розвантаження енергоагрегатів електростанцій до рівня, за якого забезпечується допустиме значення рівня напруги. В результаті порушується попередньо сформований баланс між виробництвом та споживанням електроенергії. Для відновлення цього балансу здійснюється додаткове завантаження не задіяних для покриття графіку прогнозованого попиту у сегменті РДД та РДН енергоагрегатів електростанцій у зоні з відносно низьким рівнем напруги.

Аналогічно, у випадку виявлення області із недопустимо низьким рівнем напруги, для цієї області здійснюється додаткове завантаження енергоагрегатів електростанцій, не задіяних для покриття графіку прогнозованого попиту у сегменті РДД. Відновлення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії у цьому випадку здійснюється шляхом розвантаження енергоагрегатів електростанцій у області з високим рівнем напруги.

У випадку виявлення переобтяжених магістральних ліній ОЕС України також здійснюється коригування сформованих у сегменті РДД/РДН графіків завантаження електростанцій. Так у області зі сторони живлення переобтяженої лінії здійснюється розвантаження енергоагрегатів з метою усунення переобтяження. Для відновлення балансу між попитом та пропозицією електроенергії, у області зі сторони споживання переобтяженої магістральної лінії здійснюється додаткове завантаження енергоагрегатів електростанцій з обсягами, необхідними для відновлення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії.

З огляду на нелінійність задачі моделювання режиму ОЕС України, процес ВСО механізмами БР у загальному випадку матиме ітераційний характер. Тому засоби моделювання режиму ОЕС України мають формувати адекватні коефіцієнти для здійснення чергового кроку оптимізації, необхідні для розрахунку обсягів зміни графіків навантаження енергоагрегатів по зонам балансування.

Витрати, які додатково виникають при розв'язанні задачі ВСО, означаються як вартість системних обмежень. Чисельне значення вартості системних обмежень є індикатором для аналізу варіантів розвитку електричних мереж України та для розробки правил БР, які стимулювали б виробників електроенергії до розширення діапазону потужності енергоагрегатів для надання послуг із ВСО.

Укладення двосторонніх договорів у сегменті РДН завершується за добу до постачання електроенергії із урахуванням прогнозу попиту на електроенергію за добу до його виникнення. При цьому в операційну добу можливі зміни у прогнозах навантаження ОЕС України. Задача контролю балансу виробництва та споживання електроенергії (КБЕ) з урахуванням уточненого короткострокового прогнозу попиту у сегменті БР розв'язується аналогічно задачі ВСО. Якщо уточнений короткостроковий прогноз визначає менше значення навантаження, то Оператор системи передачі використовує пропозиції з розвантаження енергоагрегатів для зменшення сумарного виробництва електроенергії. Якщо уточнений короткостроковий прогноз визначає більше значення навантаження, то Оператор системи передачі використовує пропозиції із завантаження енергоагрегатів для

збільшення сумарного виробництва електроенергії. У випадку суттєвих відхилень у добовому та погодинному прогнозах навантаження виникає потреба додаткового рішення задачі ВСО. Тому задачі ВСО та КБЕ можуть розв'язуватись послідовно в межах ітераційного процесу. Додаткові витрати, які виникають при рішенні задачі КБЕ, означаються як вартість неточного прогнозу навантаження і можуть використовуватись як індикативне значення при впровадженні тарифів для енергопостачальних організацій, що стимулюють до поліпшення якості прогнозів навантаження в ОЕС України.

Після реалізації запланованого режиму на БР розв'язується задача врегулювання небалансів електроенергії. На цьому етапі уточнюються значення додаткових витрат, які виникли при розв'язанні задач ВСО та ВНЕ. Розраховані значення цих витрат є додатковими складовими вартості електроенергії, а також складовими, що використовуються при визначенні платежів у розрахунках між Оператором системи передачі та іншими учасниками БР.

Потреба у функції врегулювання системних обмежень механізмами БР виникає у наступні часові зрізи:

- за добу до постачання електроенергії (Д-1) для коригування сформованих за результатами торгів у сегменті у сегменті РДН добових графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій з метою дотримання операційної безпеки режиму ОЕС України з огляду на системні обмеження;

- у добу постачання (Д) для коригування оновлених за результатами торгів на внутрішньодобовому ринку електроенергії графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій з метою перевірки умов дотримання операційної безпеки режиму ОЕС України з огляду на системні обмеження;

- у добу постачання (Д) після системних аварій (аварійні вимкнення магістральних ліній електропередавання чи крупних енергоблоків електростанцій), що призвели до суттєвих змін у вимогах до дотримання системних обмежень на виробництво, транспортування і розподіл електроенергії в ОЕС України;

– за годину до постачання ($\Gamma - 1$) для коригування оновлених за результатами рішення задачі врегулювання небалансів між виробництвом та споживанням електроенергії на БР з метою перевірки умов дотримання операційної безпеки режиму ОЕС України з огляду на системні обмеження.

Основною задачею внутрішньодобового ринку електроенергії є безперервне коригування графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій з метою коригування пропозиції електроенергії із поновлюваним прогнозом попиту. Тому потреба у врегулюванні дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії в ОЕС України механізмами БР виникає лише після завершення торгів на внутрішньодобовому ринку за годину до постачання ($\Gamma-1$). Врегулювання небалансів електроенергії у даному звіті віднесено до складу функцій БР, оскільки чинним Законом покладено функції Адміністратора розрахунків на Оператора системи передачі, який також несе відповідальність за функціонування БР. Тому функція врегулювання небалансів електроенергії вбачається логічною завершальною складовою функціонування БР в Україні, що виконується вже за фактом постачання електроенергії кінцевому споживачу ($D+n$).

За результатами роботи БР за відповідну добу Адміністратор розрахунків розраховує на основі даних ОСП та Адміністратора комерційного обліку: платежі оператора системи передачі та постачальників послуг з балансування за електричну енергію, ціни небалансу електричної енергії, а також обсяги небалансів електричної енергії учасників ринку і відповідні платежі за них та виставляє відповідні рахунки у порядку, визначеному правилами ринку [1, 56].

2.2.1 Вимоги до імітаційного моделювання балансуючого ринку електроенергії в Україні.

Імітаційна модель БР створюється з метою використання її у дослідженнях з оцінки наслідків впровадження організаційних та регуляторних рішень у лібералізованій моделі ринку електроенергії України [90]. Тому основною вимогою до Імітаційної моделі БР є надання ефективного інструментарію для змін у постановці

задачі моделювання при дослідженні економічного ефекту від впровадження різних управлінських рішень із функціонування БР.

При розробці вимог до моделювання функцій БР слід зважати, що ефективне імітаційне моделювання функцій лібералізованої моделі ринку електроенергії в цілому та БР зокрема можливе за наявності ретроспективної інформації про попередній прогноз навантаження в ОЕС України, стани готовності енергоагрегатів електростанцій та відхилення значень фактичного навантаження від прогнозованих значень. Наявність ретроспективних даних в означених обсягах дозволяє суттєво спростити постановку задачі імітаційного моделювання функцій БР. Це, у свою чергу, дозволяє уникнути необхідності організації ітераційних процесів при імітаційних розрахунках. Дійсно, імітаційне моделювання функції врегулювання дисбалансів потребує ретроспективних даних як про прогноз навантаження, так і про фактичне споживання електроенергії в ОЕС України. При цьому портеба в імітаційному моделюванні функції врегулювання системних обмежень виникає лише для аналізу результатів імітаційного моделювання функцій РДД, РДН та ВДР (у випадку реалізації такої імітаційної моделі), а також, за потреби – за результатами моделювання функції врегулювання дисбалансів механізмами БР. Тому вимоги до постановки задачі імітаційного моделювання функцій БР зводяться до реалізації двох основних схем розрахунків:

1) якщо рішення задачі врегулювання системних обмежень за результатами імітаційного моделювання торгів в інших сегментах ринку електроенергії України призвели до ненульових обсягів коригування графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій, то межі операційної безпеки режиму ОЕС України досягнуті і розв'язання задачі врегулювання дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії здійснюється окремо по зонам балансування;

2) якщо рішення задачі врегулювання системних обмежень за результатами імітаційного моделювання торгів в інших сегментах ринку електроенергії України призвели до нульових обсягів коригування графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій, то межі операційної безпеки режиму ОЕС України не досягнуті і

розв'язання задачі врегулювання дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії здійснюється для всієї ОЕС України, після чого додатково розв'язується задача врегулювання системних обмежень.

Для відтворення наближених до реальних значень рівнів навантаження генеруючого обладнання виробників електричної енергії, обсягів споживання електричної енергії в ОЕС України, обсягів втрат в мережах ОСП та ОСР в Імітаційній моделі БР мають використовуватися відповідні ретроспективні дані за період, обраний в якості базового.

Такий підхід до моделювання дозволяє опосередковано врахувати дії Оператора системи передачі на БР, спрямовані на вирішення системних обмежень, обумовлених вимогами технологічних регламентів експлуатації енергетичних об'єктів ОЕС України.

Імітаційна модель БР має враховувати ринкові механізми купівлі-продажу послуг балансування, допоміжних послуг та вирішення системних обмежень. При цьому, Імітаційна модель БР повинна визначати обсяги та вартість небалансів для сторін, відповідальних за баланс.

В Імітаційній моделі БР необхідно в межах цього сегменту ринку електроенергії здійснювати розрахунки цін та обсягів на послуги з балансування, цін та обсягів небалансів та вирішення системних обмежень. Також в Імітаційній моделі БР на першому етапі її реалізації пропонується не включати споживачів до учасників БР в якості постачальників послуг з балансування, а всі виробники електричної енергії на ТЕС, ТЕЦ та ГЕС повинні бути постачальниками послуг з балансування. Також, як допущення в Імітаційній моделі БР, слід реалізувати правило, за яким виробники електричної енергії на ТЕС подають свої пропозиції з прив'язкою до кожного енергоблоку, а виробники електричної енергії на ТЕЦ та ГЕС подають відповідно по одній заявці та одній пропозиції, які дорівнюють відповідно загальному відпуску та загальному резерву їх видів джерел виробництва.

Відбір пропозицій (заявок) постачальників послуг з балансування здійснюється з урахуванням потреби забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України та

мінімізації витрат на балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії. Враховуючі європейську практику, пропонується в Імітаційній моделі БР будувати ранжир пропозицій на продаж електричної енергії (завантаження) і заявок на купівлю (розвантаження) та приймати в першу чергу найдешевші пропозиції або найдорожчі заявки. Таким чином, буде виконана вимога щодо відбору пропозицій та заявок Оператором системи передачі на конкурентних засадах. Імітаційній моделі БР має використовуватися ранжир пропозицій, сумісний до графіку пропозиції, що використовується для імітаційного моделювання функцій РДН, за виключенням пропозицій, які були прийняті на РДН. При цьому ранжир заявок, складається з усіх прийнятих у сегменті РДД пропозицій та які не мають ознак вирішення системних обмежень.

2.2.2 Основні підходи до вирішення системних обмежень ОЕС України та покриття небалансів механізмами балансуючого ринку

Проектування імітаційних моделей супроводжується внесенням ряду припущень, які дозволяють суттєво спростити методи моделювання за рахунок ігнорування окремих процесів або запровадження спеціальних компенсаційних механізмів, що мінімізують методологічну та розрахункову похибки результатів імітаційного моделювання. Розглянемо основні припущення, які доцільно внести при проектуванні Імітаційної моделі БР та підходи до реалізації засобів імітаційного моделювання функцій цього сегменту ринку з огляду на потреби у дослідженні різних підходів до організації лібералізованої моделі ринку електроенергії. Принципово важливим припущенням, що використовується при побудові Імітаційної моделі БР, є ігнорування ринкової поведінки виробників електроенергії. Дійсно, у діючій моделі ринку електроенергії участь виробників у формуванні графіків покриття навантаження та регулюванні режиму ОЕС України є обов'язковою, а цінова політика жорстко регламентується. Навіть при впровадженні нової лібералізованої моделі ринку електроенергії, з огляду на існуючі проблеми з резервами виробничих потужностей для покриття графіку навантаження та регулювання режиму, ще довгий

час йтиметься про заохочення учасників ринку до розвитку і підвищення енергоефективності, ніж про лібералізацію їх цінової політики. При цьому ігнорування ринкової поведінки виробників електроенергії дозволяє реалізувати Імітаційну модель БР без складних функцій аналізу рівноважного стану та пошуку оптимальної стратегії участі на ринку електроенергії. Це, у свою чергу, суттєво зменшить час та витрати на реалізацію Імітаційної моделі.

В основі побудови імітаційної моделі БР, як і для діючого сегменту ринку електроенергії, також покладено припущення про те, що електропостачальники у власних заявках на купівлю електроенергії не вказують ціни, тобто в імітаційній моделі вони є ціноприймальною стороною і беруть участь у формуванні нееластичного попиту. Таким чином всі функції БР в Імітаційній моделі мають моделюватися використанням математичного апарату одностороннього аукціону.

Мінімально необхідною функціональністю процесів імітаційного моделювання БР є відбір пропозицій ТЕС на завантаження та розвантаження, в яких враховується виключно паливна складова собівартості виробництва електроенергії. Такий підхід забезпечить сумісність моделі балансування із діючими механізмами оптового ринку електроенергії в Україні. Для імітаційного моделювання лібералізованої моделі ринку електроенергії в Україні слід додатково передбачити процедури аналізу пропозицій, в яких враховується повна собівартість згенерованої електроенергії. Слід відзначити, що визначення у пропозиціях повної вартості електроенергії чи лише її паливної складової не впливає ніяким чином на методи рішення задач балансування. Дійсно, імітація процесів відбору пропозицій на завантаження чи розвантаження енергоагрегатів з різними методами розрахунку ціни в цих пропозиціях ніяк не впливає на самі методи розрахунку результатів торгів на односторонньому аукціоні. В даному випадку відмінність може виникнути лише у результатах імітації процесів економічної диспетчеризації для тих електростанцій, де доля паливної складової у повній собівартості електроенергії суттєво відрізняється.

Під час виконання роботи визначено, що імітаційне моделювання конкурентних сегментів ринку електроенергії України з використанням паливної складової вартості

виробництва електроенергії є ефективним та доцільним. Дійсно, в даному випадку додаткові витрати на виробництво електроенергії для електростанцій можуть враховуватись вже на етапі розрахунку інтегральних показників (ринкова ціна, вартість системних обмежень і небалансів, тариф Оператора системи передачі тощо) за деякими усередненими статистичними даними. Для формування цінових пропозицій, в яких враховується повна вартість виробництва електроенергії, вимагає побудови відповідних витратних характеристик для електростанцій за різних рівнів завантаження їх енергоагрегатів з апроксимацією додаткових витрат на запуск енергоблоків та їх маневрені режими. На сьогодні інформація для адекватної побудови таких витратних характеристик для українських електростанцій практично відсутня.

З огляду на зазначені вище обставини, імітаційне моделювання конкурентних сегментів ринку електроенергії України з використанням пропозицій, в яких зазначається повна собівартість виробництва електроенергії, на сьогодні не дозволить отримати адекватних цінових показників. Проте повторювані відмінності у результатах імітаційного моделювання з використанням повної собівартості виробництва електроенергії та лише її паливної складової свідчатимуть про актуальність означеної проблеми та потребу у проведенні відповідних досліджень, що фактично і є однією із цілей для створення та використання імітаційної моделі ринку електроенергії.

Тому Імітаційна модель БР має реалізовувати функції розрахунків пропозицій як за повною собівартістю виробництва електроенергії, так і лише за її паливною складовою. З цією метою інтерфейс постановки задачі в Імітаційній моделі має реалізовувати можливості вибору альтернативних правил формування заявок, модуль підготовки даних для розрахунку має містити процедури, які формуватимуть пропозиції за визначеними у постановці задачі критеріями, а функції розрахунку інтегральних показників мають реалізовувати можливості врахування різних складових вартості електроенергії у відповідності до особливостей постановки задачі.

Для відтворення близького до реального навантаження генеруючого обладнання виробників електричної енергії, рівня споживання електричної енергії в ОЕС України, втрат в мережах ОСП та ОСР в імітаційній моделі мають бути використані фактичні данні, які склалися в базовому періоді. Для верифікації покладених у імітаційну модель методів та алгоритмів розрахунків також мають бути використані ретроспективні дані за базовий період. Це обумовлено наявністю даних щодо наявних системних та мережевих обмежень виключно у оператора системи передачі, який на першому етапі впровадження підсистеми моделювання БР має надати цю інформацію для її використання при імітаційному моделюванні купівлі електричної енергії у учасників балансування та купівлі/продажу небалансів електричної енергії у сторін відповідальних за баланс.

Імітаційна модель БР має дотримуватись наступних вимог: купівля-продаж електричної енергії ОСП у постачальників послуг з балансування для вирішення небалансів має здійснюватися за маржинальною ціною, а для вирішення системних обмежень – за заявленими цінами [90]. При цьому імітація процесу балансування має виконуватись у наступній послідовності: у першу чергу здійснюється купівля/продаж електроенергії для усунення системних обмежень, а потім – для усунення небалансів. Така послідовність дозволяє імітувати дії оператора системи передачі з усунення системних обмежень вибором найдешевших пропозицій з метою “пом’якшення” впливу на його тариф витрат від усунення системних обмежень. Принцип імітації аукціону з купівлі послуг розвантаження електростанцій має бути аналогічний принципу імітації торгів на РДН, а саме виходячи з “паливної складової” вартості електроенергії та послуг.

При цьому рівень рентабельності в імітаційній моделі має задаватись у постановці задачі. За результатами розрахунків імітаційна модель має визначати як вартість врегулювання системних обмежень, так і вартість врегулювання небалансів виробництва та споживання електроенергії [63,85, 90].

2.3 Архітектура та побудова імітаційних моделей балансуєчого ринку

Розглянемо детальніше архітектуру розрахункової моделі БР, як складової системи комплексного імітаційного моделювання ринку електроенергії. Як зазначалося вище, в основу імітаційної моделі БР покладено математичний апарат одностороннього аукціону.

Імітація торгів на односторонньому аукціоні здійснюється при виконанні функцій балансування на розвантаження та балансування на завантаження (рис.2.7.).

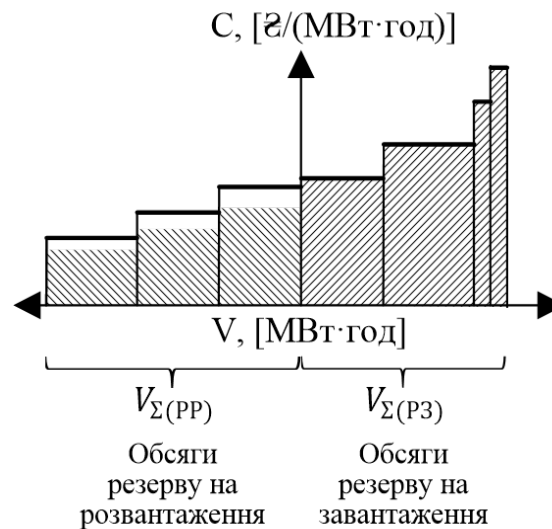


Рисунок 2.7 – Єдиний ранжир пропозицій на розвантаження та завантаження.

При моделюванні торгів на БР в частині завантаження застосовується механізм маржинального ціноутворення, тобто всі додаткові обсяги електроенергії купуються за ціною останньої заявки. Цей принцип може бути змінено у разі прийняття рішення щодо оплати учасникам БР за завантаження блоків електростанцій по заявленій у пропозиції ціні.

Функція балансування на розвантаження здійснює підготовку інформаційних структур, що містять дані про пропозиції на розвантаження до вигляду, прийнятного для моделювання аукціону. Аналогічно функція балансування на завантаження здійснює підготовку інформаційних структур, що містять дані про цінові пропозиції на завантаження до вигляду, прийнятного для моделювання аукціону.

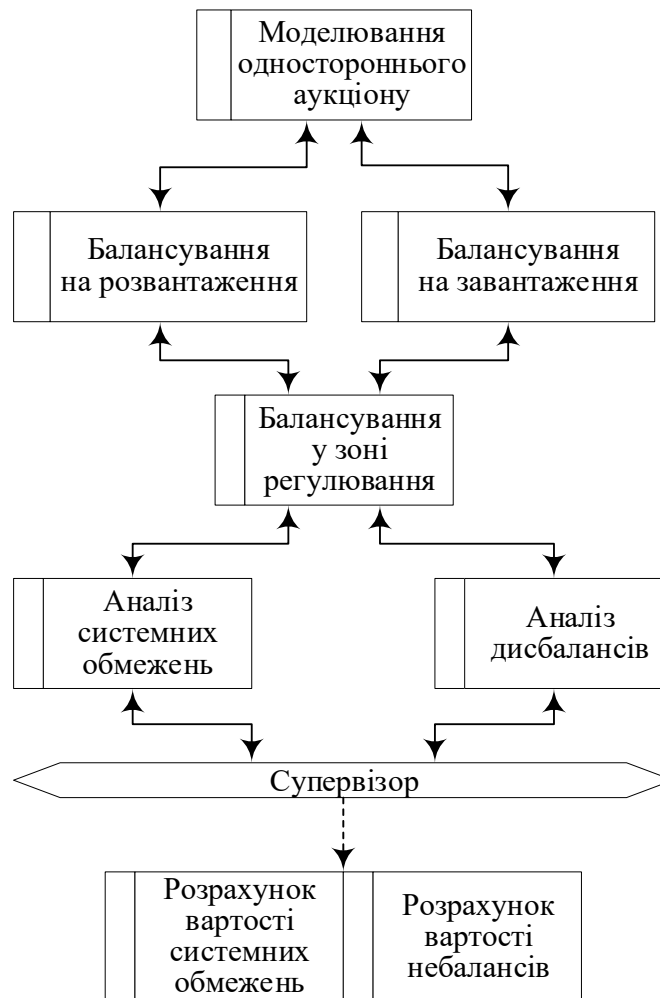


Рисунок 2.8 – Функціональна архітектура імітаційної моделі БР.

Функції балансування на розвантаження та завантаження використовуються при виконанні функції балансування у зоні регулювання. В залежності від особливості постановки задачі, ОЕС України може подаватись як єдина зона регулювання (балансування), або як кілька зон, по кожній з яких здійснюється балансування окремо.

Функція балансування в зоні регулювання використовується як при аналізі системних обмежень, так і при аналізі дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії.

Загальне керування процесом імітаційного моделювання БР здійснює функція супервізора. Саме ця функція реалізує наведені у попередньому розділі схеми розрахунків. Загальний алгоритм роботи функції супервізора наступний.

1. Розв'язується задача врегулювання системних обмежень в ОЕС України.
2. Перевірка результатів рішення задачі у пункті 1 алгоритму. Якщо за результатами аналізу здійснено балансування для врегулювання системних обмежень (межі операційної безпеки режиму ОЕС України досягнуто), то здійснюється перехід до пункту 6 алгоритму. У протилежному випадку здійснюється перехід до пункту 3 алгоритму.
3. Розв'язується задача врегулювання дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії для ОЕС України як єдиної зони регулювання.
4. Розв'язується задача врегулювання системних обмежень в ОЕС України.
5. Здійснюється перехід до пункту 7 алгоритму.
6. Розв'язується задача врегулювання дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії окремо по кожній зоні регулювання режиму ОЕС України.
7. Виконуються розрахунки вартості системних обмежень в ОЕС України та вартості дисбалансів електроенергії.
8. Кінець імітаційного моделювання БР.

Як зазначалося раніше, функції розрахунків вартості системних обмежень в ОЕС України та вартості дисбалансів електроенергії вбачаються логічним завершенням процесу імітаційного моделювання БР. Проте, при реалізації системи комплексного імітаційного моделювання ринку електроенергії України ці функції можуть бути віднесені до модуля розрахунку цін та тарифів на електроенергію.

Імітаційна модель, при визначенні цін на послуги з балансування, повинна враховувати наступні допущення:

- участь в наданні послуг з балансування є обов'язковою для всіх генеруючих енергоблоків ТЕС;

- пропозиція ТЕС не враховує умовно-постійні витрати;
- ціна, по якій оператор системи передачі купує обсяги електричної енергії згідно пропозицій учасників балансування є маржинальною та дорівнює максимальній в пропозиціях, які були активовані у відповідній годині доби;
- ціна, по якій оператор системи передачі продає обсяги електричної енергії згідно заявок у учасників балансування є маржинальною та дорівнює мінімальній ціні в пропозиціях, які були активовані у відповідній годині доби;
- обсяг в пропозиціях ТЕС дорівнює максимальній потужності енергоблоку без урахування резервів потужності, які були продані на ринку допоміжних послуг та з урахуванням коефіцієнту корисного відпуску;
- на балансуєчому ринку не приймають участь блоки ТЕС, які знаходяться в ремонті або консервації;
- пропозиції та заявки учасників балансування в кожній годині доби мають однакову ціну відповідно на завантаження або розвантаження;
- ранжир заявок на розвантаження складається з акцептованих пропозицій на ринку “на добу наперед”;
- заявки виробників електричної енергії на ТЕЦ та ГЕС дорівнюють мінімальній ціні в акцептованих заявках ТЕС, а при відсутності акцептованих заявок ТЕС, заявки ТЕЦ та ГЕС дорівнюють мінімальній ціні в акцептованих пропозиціях ТЕС на ринку “на добу наперед”;
- обсяг в заявках ТЕЦ та ГЕС дорівнює сумарним графікам покриття відповідно всіх ТЕЦ або всіх ГЕС;
- заявки ТЕЦ та ГЕС можуть бути акцептовані, як частково, так і в повному обсязі;
- заявки та пропозиції ТЕС можуть бути акцептовані, як частково, так і в повному обсязі;

- виробники електричної енергії на ТЕС подають пропозиції з урахуванням затвердженого міністерством енергетики та вугільної промисловості України графіку ремонтів енергогенеруючого обладнання ТЕС;

- блоки ТЕС, які знаходяться в консервації не приймають участь на балансуєчому ринку;

- виробники електричної енергії не несуть відповідальності за спричинені ними небаланси та не є сторонами відповідальними за баланс;

- всі розрахунки здійснювались без урахування ПДВ.

В рамках імітаційної моделі, обсяг електричної енергії в пропозиціях ТЕС повинен розраховуватися за формулою, МВт·год:

$$E_{\Pi}^{\text{ТЕС}} = \left(\frac{(P_{\text{б макс}}^{\text{ТЕС}} - P_{\text{б мин}}^{\text{ТЕС}})}{2} + P_{\text{б мин}}^{\text{ТЕС}} \right) \times K,$$

де $P_{\text{б макс}}^{\text{ТЕС}}$ – максимальна потужність енергоблоку, МВт;

$P_{\text{б мин}}^{\text{ТЕС}}$ – мінімальна потужність енергоблоку, МВт;

K – коефіцієнт корисного відпуску відповідного енергоблоку, у.о.

Як ми бачимо з формули, при формуванні пропозицій ТЕС, на енергоблоці забезпечується гарячі резерви на завантаження та розвантаження в діапазоні між технічним мінімумом та максимальною потужністю енергоблоку з урахуванням коефіцієнт корисного відпуску з шин станції. В Імітаційній моделі пропонується надати користувачеві встановлювати рівень обсягу в пропозиціях ТЕС з забезпеченням гарячих резервів самостійно, але в рамках між технічним мінімумом та максимальною потужністю енергоблоку.

Принцип формування функції пропозицій на завантаження аналогічний принципу формування функції пропозиції в імітаційній моделі на ринку “на добу наперед”, а саме на основі “паливної складової” (див. підрозділ 2.1).

Перелік цінових заявок для покриття графіку на розвантаження формується із цінових заявок, прийнятих під час торгів на РДН.

Прийняття цінових пропозицій на розвантаження призводить до зменшення обсягів виробництва електричної енергії блоками у порівнянні із графіками завантаження, сформованими в інших сегментах ринку електроенергії [90]. Для компенсації вигоди, втраченої внаслідок зменшення виробництва електроенергії, в пропозиціях на розвантаження енергоагрегатів вартість електроенергії коригується за допомогою компенсаційного коефіцієнта $K_{ВК}$, що розраховується як доля вартості електроенергії, згенерованої енергоагрегатом електростанції. Це найбільш простий спосіб розрахунку компенсаційних виплат за розвантаження, проте він має чітко виражений дискримінаційний характер (рис.2.9).

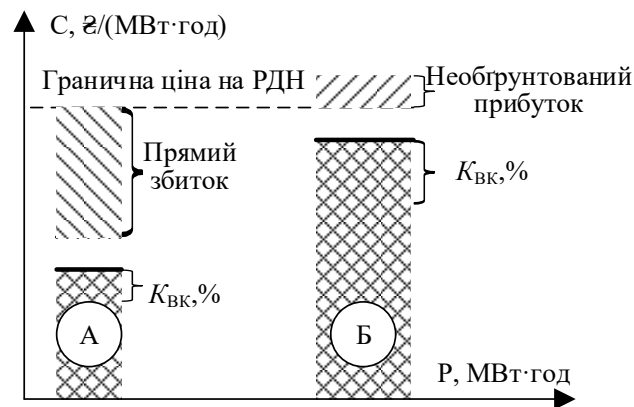


Рисунок 2.9 – Компенсація за розвантаження енергоблоків електростанцій

Дійсно, як показано на рис.2.9, обсяги компенсацій за розвантаження енергоблоків електростанцій в даному випадку збільшуються зі збільшенням вартості електроенергії, що постачається таким енергоблоком. Нехай енергоагрегати А та Б повністю завантажені у сегменті РДН та повністю розвантажені у сегменті БР. Тоді, як видно з рис.2.9, більш дорогий енергоблок Б внаслідок компенсацій, розрахованих за коефіцієнтом $K_{ВК}$, отримає необґрунтований прибуток, оскільки обсяги нарахованої компенсації суттєво перевищують вигоду, яку виробник електроенергії міг отримати у випадку постачання електроенергії за укладеним в сегменті РДН договором. В той же час для енергоагрегату А обсяги нарахованих компенсацій суттєво нижчі за значення вигоди, яку виробник електроенергії міг отримати у випадку постачання

електроенергії за укладеним в сегменті РДН договором. Тому для енергоагрегату А розвантаження у сегменті БР призводитиме до прямих збитків.

Наведений приклад демонструє потребу у додаткових дослідженнях ефективних правил нарахування компенсацій за розвантаження енергоагрегатів електростанцій у сегменті БР. В дисертаційному дослідженні складові Імітаційної моделі БР висвітлюватиметься з використанням коефіцієнту K_{BK} , як приведеної до одиниці виробництва електроенергії вигоди від укладених в сегменті РДН договорів. Нехай для i -го енергоагрегату електростанції в сегменті РДД подано цінову пропозицію $x_i \equiv \{C_i, V_i\}$ та укладено контракти на завантаження у обсязі V_j за ціною C_{GP} . Тоді приведена до одиниці використаної потужності вигода K_{BK} розраховуватиметься як:

$$K_{BK} = \frac{(C_{GP} - C_i) \cdot V_j}{V_j} = C_{GP} - C_i.$$

Вхідними даними імітаційної моделі БР є :

- ціни в згрупованих по зонах балансування пропозиціях виробників електроенергії;
- погодинні графіки планового навантаження енергоблоків, сформовані за результатами укладених договорів на РДД та РДН;
- погодинні фактичні обсяги відпуску електроенергії на АЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ та виробників електричної енергії з ВДЕ;
- генеруючі потужності, зарезервовані для надання допоміжних послуг;
- погодинні фактичні обсяги споживання електроенергії по зонах балансування;
- значення рівня рентабельності в пропозиціях.

Вихідними даними імітаційної моделі БР є результати розрахунку:

- скориговані погодинні графіки навантаження енергоблоків;
- вартості врегулювання системних обмежень, яка включатиметься до тарифу Оператора системи передачі для компенсації його витрат;
- ціни небалансів для сторін відповідальних за баланс.

2.3.1 Імітаційна модель вирішення системних обмежень механізмами балансування ринку БР(Д–1).

Моделювання процесів вирішення системних обмежень в імітаційній моделі БР мають відбуватися по зонам балансування [90]. Основним принципом під час такого моделювання має бути формування списку обов’язкових для завантаження блоків виробників. Для врегулювання небалансу між виробництвом та споживанням електричної енергії, модель має визначати обов’язкові для розвантаження блоки, а саме – блоки з найвищою вартістю виробництва електроенергії серед тих, що були прийняті в сегменті РДД та/або РДН, а також не містять встановленої у сегменті БР ознаки обов’язкових для завантаження.

Нехай на ринок електроенергії подано множину цінових пропозицій M_{pres}^{OPE} у загальному вигляді $x_i \equiv \{C_i, V_i\}, x_i \in M_{pres}^{OPE} \forall i$, де C_i, V_i – визначені в цінових пропозиціях виробників електроенергії відповідно ціна (€/МВт·год) та обсяги (МВт·год) пропозиції електроенергії. Нехай в сегменті РДД сформовано множини прийнятих M_{acc}^{RDD} та відхилених M_{rej}^{RDD} цінових пропозицій (див. рис.1.7). Обсяги пропозиції ($V_{\Sigma B}^{RDD}$), прийняті в сегменті РДД розраховуються по формулі:

$$V_{\Sigma B}^{RDD} = \sum_i V_i \forall V_i \in x_i \in M_{acc}^{RDD}.$$

Для спрощення припускаємо, що подані в сегменті двосторонніх договорів пропозиції повністю приймаються або повністю відхиляються. Якщо подільна пропозиція приймається частково, то вона умовно розділяється на дві пропозиції: пропозицію з прийнятими обсягами та пропозицію з відхиленими обсягами. Відповідне розділення є нескладною задачею і у подальшому не згадуватиметься. Крім того, для спрощення моделювання, запропоновано не враховувати укладені договори з купівлі/продажу електроенергії в сегменті двосторонніх договорів. Тобто припускається, що ринок двосторонніх договорів сформовано виключно із сегменту РДН. Також запропоновано не враховувати резерви виробничих потужностей для

надання допоміжних послуг, припускається, що обсяги таких резервів вже враховані під час формування пропозицій для сегментів РДД та БР.

Нехай за результатами аналізу режиму виділено множину цінових пропозицій $M_{mand}^{BR(D-1)}$, яку необхідно прийняти для підтримки операційної безпеки (див. рис.2.10). Якщо всі цінові пропозиції з обов'язкових до прийняття вже є прийнятими на РДД ($M_{mand}^{BR(D-1)} \notin M_{acc.}^{РДД}$) $\equiv \emptyset$, то результати торгів на РДН задовольняють вимогам операційної безпеки і потреба у коригуванні графіків навантажень електростанцій відсутня: $\Delta V_{\Sigma B}^{BR(D-1)} = 0$.

У разі коли частину необхідних для прийняття цінових пропозицій було відхилено за вимогою операційної безпеки на РДД ($M_{mand}^{BR(D-1)} \notin M_{acc.}^{РДД}$) $\neq \emptyset$, то виникає потреба у коригуванні балансу попиту та пропозиції. Для такої ситуації обсяги дисбалансу в частині БР(D-1) розраховуються за виразом:

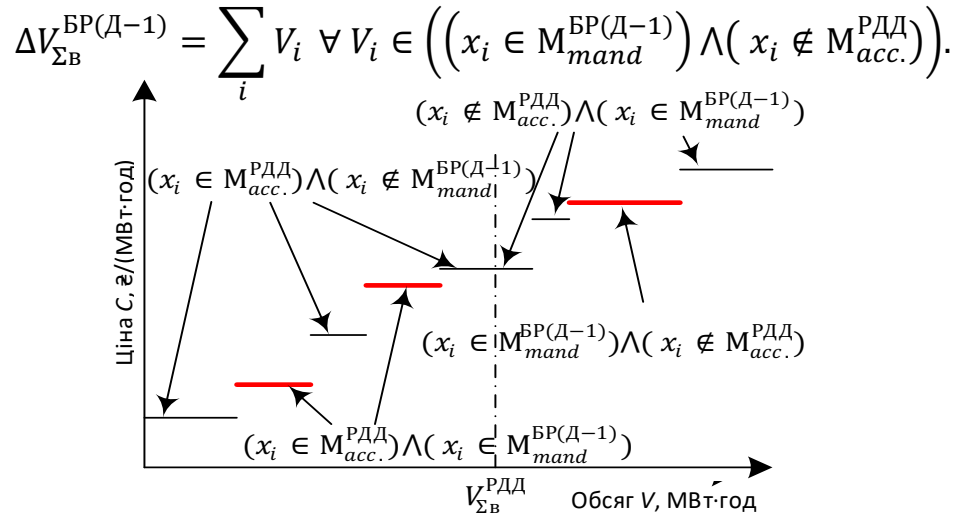


Рисунок 2.10 – Класифікація пропозицій для аналізу на БР.

Описана задача коригування балансу попиту та пропозиції розв'язується шляхом виконання наступних дій [90].

1) приймаються обов'язкові до прийняття цінові пропозиції, які були відхилені в сегменті РДД:

$$M_{acc}^{BP(D-1)} = \left((x_i \in M_{mand}^{BP(D-1)}) \wedge (x_i \notin M_{acc.}^{РДД}) \right);$$

2) відхиляється частина прийнятих в сегменті РДД пропозицій із сумарним обсягом $\Delta V_{\Sigma B}^{BP(D-1)}$.

Відхилення прийнятих в сегменті РДД пропозицій здійснюється як задача максимізації добробуту за наступними умовами (рис.2.11,а):

$$\left(\sum_i C_i \cdot V_i \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{BP(D-1)}, \forall i \in \left((x_i \in M_{acc.}^{РДД}) \wedge (x_i \notin M_{mand}^{BP(D-1)}) \right).$$

В даному випадку формується множина відхилених на БР(Д-1) пропозицій $M_{rej}^{BP(D-1)}$. При цьому пропозиції на продаж електроенергії подаються функцією попиту одностороннього аукціону (див.рис.2.1,а). В даному випадку ранжир пропозицій будується за критерієм зменшення зазначених у цих пропозиціях цін.

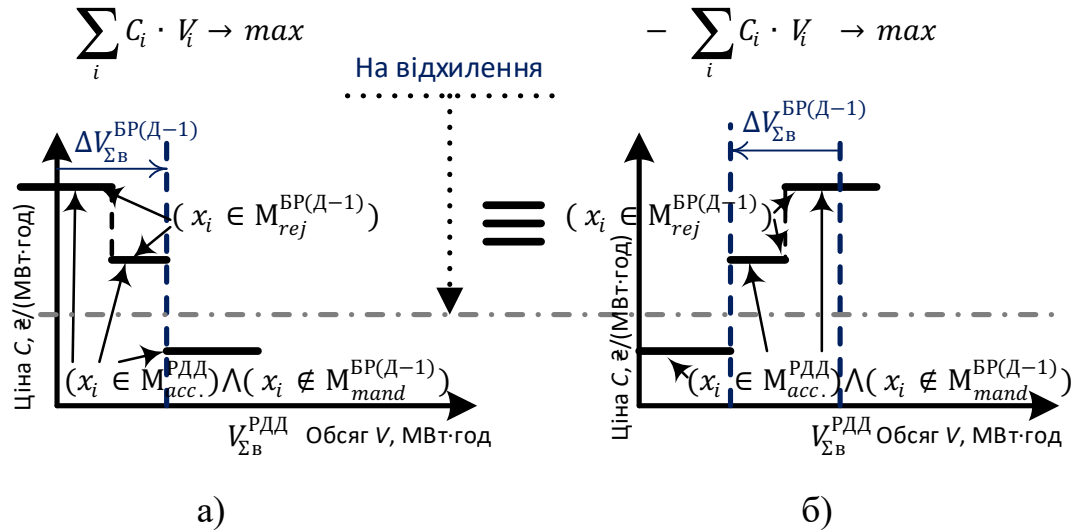


Рисунок 2.11 – Альтернативні цільові функції для задачі розвантаження енергоагрегатів.

Альтернативна постановка задачі – коригування балансу попиту та пропозиції із ціновими пропозиціями на продаж електроенергії, сформовані у графік пропозиції одностороннього аукціону. У цьому випадку цільова функція набуває такого вигляду (рис.2.11,б):

$$-\left(\sum_i C_i \cdot P_i \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = V_{\Sigma B}^{РДД} - \Delta V_{\Sigma B}^{BP(D-1)}, \forall i \in \left((x_i \in M_{acc.}^{РДД}) \wedge (x_i \notin M_{mand}^{BP(D-1)}) \right).$$

В такому випадку ранжир пропозицій формується за критерієм зменшення зазначених у цих пропозиціях цін.

Для учасників балансування, цінові пропозиції яких були прийняті в сегменти РДН, але відхилені у сегменті БР(Д-1), нараховується компенсація втраченої вигоди. Платежі за розвантаження енергоагрегатів у сегменті БР(Д-1), які мають бути враховані у тарифі ОСП, можуть розраховуватися як:

$$B_{\text{розв.}}^{\text{БР(Д-1)}} = \sum_i (K_{\text{вк}} \cdot V_i) \quad \forall i \in (x_i \in M_{\text{rej}}^{\text{БР(Д-1)}}).$$

Сумарна вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених за системними обмеженнями, у випадку розрахунку за визначеними у пропозиціях цінами, розраховується по формулі:

$$B_{\text{зав.}}^{\text{БР(Д-1)}} = \sum_i (C_i \cdot V_i) \quad \forall i \in \left(\left((x_i \in M_{\text{mand}}^{\text{БР(Д-1)}}) \wedge (x_i \notin M_{\text{acc.}}^{\text{РДД}}) \right) \right).$$

Якщо для вибору пропозицій на завантаження приймається гранична форма ціноутворення, то вартість завантаження енергоагрегатів електростанцій розраховуватиметься як:

$$B_{\text{зав.}}^{\text{БР(Д-1)}} = \max(C_i) \cdot \sum_i (V_i) \quad \forall i \in \left(\left((x_i \in M_{\text{mand}}^{\text{БР(Д-1)}}) \wedge (x_i \notin M_{\text{acc.}}^{\text{РДД}}) \right) \right).$$

Сумарна вартість вирішення системних обмежень розраховується по формулі:
 $B_{\text{CO}} = B_{\text{розв.}}^{\text{БР(Д-1)}} + B_{\text{зав.}}^{\text{БР(Д-1)}}.$

Наведена вище послідовність розрахунків стосується аналізу однієї зони регулювання балансу між виробництвом та споживанням електроенергії у сегменті БР(Д-1). Якщо в ОЕС України запроваджено Z зон регулювання, то першим етапом аналізу цього сегменту ринку електроенергії є розділення пропозицій по зонам регулювання z :

$$\begin{cases} M_{\text{pres}}^{\text{ОРЕ}} \equiv \bigcup M_{\text{pres}(z)}^{\text{ОРЕ}} \quad \forall z \in Z \\ M_{\text{acc.}}^{\text{РДД}} \equiv \bigcup M_{\text{acc}(z)}^{\text{РДД}} \quad \forall z \in Z \\ M_{\text{mand}}^{\text{БР(Д-1)}} \equiv \bigcup M_{\text{mand}(z)}^{\text{БР(Д-1)}} \quad \forall z \in Z \end{cases}$$

Тоді обсяги дисбалансу по кожній зоні регулювання z сегменту БР(Д-1) розраховуються за формулою:

$$\Delta V_{\Sigma B(z)}^{BP(D-1)} = \sum_i V_i \quad \forall V_i \in \left(\left(x_{i(z)} \in M_{mand(z)}^{BP(D-1)} \right) \wedge \left(x_{i(z)} \notin M_{acc(z)}^{PDD} \right) \right), \forall z \in Z.$$

Обов'язкові до прийняття цінові пропозиції, які були відхилені в сегменті РДД по кожній зоні регулювання z визначаються як:

$$M_{acc(z)}^{BP(D-1)} \ni \left(\left(x_i \in M_{mand(z)}^{BP(D-1)} \right) \wedge \left(x_i \notin M_{acc(z)}^{PDD} \right) \right) \quad \forall z \in Z.$$

Прийняття цінових пропозицій від учасників балансування здійснюється Оператором системи передачі окремо по кожній зоні регулювання:

$$\left(\sum_i C_i \cdot V_i \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B(z)}^{BP(D-1)},$$

$$\forall i \in \left(\left(x_i \in M_{acc(z)}^{PDD} \right) \wedge \left(x_i \notin M_{mand(z)}^{BP(D-1)} \right) \right) \quad \forall z \in Z$$

Тоді платежі за розвантаження енергоагрегатів у сегменті БР(Д-1), які повинні враховуватися у тарифі Оператора системи передачі, розраховуються по формулі:

$$B_{розв.}^{BP(D-1)} = \sum_z \left(\sum_i (K_{BK} \cdot V_i) \quad \forall i \in \left(x_i \in M_{rej(z)}^{BP(D-1)} \right) \right) \quad \forall z \in Z.$$

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених за системними обмеженнями, при розрахунках за визначеною у пропозиції ціною, розраховується по формулі:

$$B_{зав.}^{BP(D-1)} = \sum_z \left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \quad \forall i \in \left(\left(\left(x_i \in M_{mand(z)}^{BP(D-1)} \right) \wedge \left(x_i \notin M_{acc(z)}^{PDD} \right) \right) \right) \right).$$

$$\forall z \in Z$$

Якщо вартість завантаження енергоагрегатів електростанцій у сегменті БР(Д-1) визначається за принципами граничного ціноутворення, то сумарна вартість завантаження енергоагрегатів у цьому сегменті ринку електроенергії складе:

$$B_{зав.}^{BP(D-1)} = \sum_z \left(\max(C_i) \cdot \sum_i (V_i) \quad \forall i \in \left(\left(\left(x_i \in M_{mand(z)}^{BP(D-1)} \right) \wedge \left(x_i \notin M_{acc(z)}^{PDD} \right) \right) \right) \right).$$

$$\forall z \in Z$$

2.3.2. Імітаційна модель врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку БР(Д).

Імітаційне моделювання процесу врегулювання дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії здійснюється виключно використанням ретроспективних даних та дозволяє оцінити економічні втрати, що виникають внаслідок відхилення фактичних обсягів споживання і виробництва електроенергії від обсягів, які учасники ринку купили або продали за договорами. Так само, як і при моделюванні процесу вирішення системних обмежень, при врегулюванні дисбалансів попередньо формується множина пропозицій на розвантаження та на завантаження.

Множина пропозицій на розвантаження $M_{pres}^{BR(D)-}$ формується як множина цінових пропозицій, прийнятих на РДН за виключенням тих, які були відхилені у сегменті БР(Д-1). Множина пропозицій, обов'язкових за системними обмеженнями, із цієї множини також виключається:

$$M_{pres}^{BR(D)-} = M_{acc.}^{РДД} \cap \left(M_{rej}^{BR(D-1)} \cup M_{mand}^{BR(D-1)} \right).$$

Множина пропозицій на завантаження формується з множин пропозицій, які не були прийняті у сегментах РДД та БР(Д-1):

$$M_{pres}^{BR(D)+} = \left(M_{pres}^{ОРЕ} \cap \left(M_{acc.}^{РДД} \cup M_{mand}^{BR(D-1)} \right) \right) \cup M_{rej}^{BR(D-1)}.$$

Постановка задачі на БР(Д) залежить від знаку дисбалансу між виробництвом та споживанням електроенергії $\Delta V_{\Sigma B}^{BR(D)}$. Якщо $\Delta V_{\Sigma B}^{BR(D)} < 0$, то ставиться задача розвантаження задіяних в інших сегментах ринку електроенергії виробничих потужностей. У цьому випадку розв'язується задача максимізації добробуту за наступними умовами:

$$\left(\sum_i C_i \cdot V_i \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{BR(D)}, \forall i \in \left(x_i \in M_{pres}^{BR(D)-} \right).$$

В даному випадку формується множина прийнятих на БР(Д) пропозицій $M_{rej}^{BR(D)-}$. При цьому пропозиції на зменшення власного навантаження формують графік попиту

одностороннього аукціону. Якщо $\Delta V_{\Sigma B}^{BP(D)} > 0$, то ставиться задача завантаження виробничих потужностей, відхиленіх в інших сегментах ринку електричної енергії:

$$\left(\sum_i C_i \cdot V_i \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{BP(D)}, \forall i \in \left(x_i \in M_{pres}^{BP(D)+} \right).$$

За результатами рішення цієї задачі формується множина прийнятих на БР(Д) пропозицій $M_{acc}^{BP(D)+}$. При цьому пропозиції електроенергії формують графік пропозиції одностороннього аукціону.

Для учасників ринку електричної енергії, пропозиції яких були прийняті на РДД чи БР(Д-1), але їх рівень завантаження був зменшений у сегменті БР(Д)-, нараховується компенсація втраченої вигоди. Платежі за розвантаження блоків на БР(Д), які мають враховуватися у тарифі ОСП, розраховуються по формулі:

$$V_{розв.}^{BP(D)-} = \sum_i (K_{BK} \cdot V_i) \quad \forall i \in \left(x_i \in M_{rej}^{BP(D)-} \right).$$

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених на БР(Д)+, розраховується по формулі:

$$V_{зав.}^{BP(D)+} = \sum_i (C_i \cdot V_i) \quad \forall i \in \left(x_i \in M_{acc}^{BP(D)+} \right).$$

За наявності кількох зон регулювання, балансування виробництва та споживання електроенергії здійснюється окремо по кожній зоні. З цією метою, пропозиції, подані для участі в БР(Д), попередньо розділяються по зонам:

$$\begin{cases} M_{pres}^{BP(D)-} \equiv \bigcup M_{pres(z)}^{BP(D)-} \quad \forall z \in Z \\ M_{pres}^{BP(D)+} \equiv \bigcup M_{pres(z)}^{BP(D)+} \quad \forall z \in Z \end{cases}$$

Задача розвантаження задіяних в інших сегментах ринку генеруючих потужностей окремо по кожній зоні регулювання набуває наступного вигляду:

$$\left(\sum_i C_i \cdot V_i \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B(z)}^{BP(D)}, \forall i \in \left(x_i \in M_{pres(z)}^{BP(D)-} \right) \quad \forall z \in Z.$$

За результатами торгів формується множина прийнятих на розвантаження (тобто, відхиленнях від участі у виробництві електроенергії) на БР(Д) пропозицій $M_{rej}^{BP(D)-}$.

При цьому пропозиції на зменшення власного навантаження формують графік попиту одностороннього аукціону.

Задача завантаження виробничих потужностей, задіяних в інших сегментах ринку електричної енергії, окремо по кожній зоні набуває наступного вигляду:

$$-\left(\sum_i C_i \cdot V_i\right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B(z)}^{\text{БР(Д)}}, \forall i \in \left(x_i \in M_{\text{pres}(z)}^{\text{БР(Д)}+}\right) \forall z \in Z.$$

Платежі за розвантаження блоків у сегменті БР(Д), які мають бути враховані у тарифі ОСП, розраховуються по формулі:

$$B_{\text{розв.}}^{\text{БР(Д)}-} = \sum_z \left(\sum_i (K_{\text{БК}} \cdot V_i) \forall i \in \left(x_i \in M_{\text{rej}(z)}^{\text{БР(Д)}-}\right) \right) \forall z \in Z.$$

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених на БР(Д), у випадку застосування правила ціноутворення за визначеними у заявках цінами, розраховується по формулі:

$$B_{\text{зав.}}^{\text{БР(Д)}+} = \sum_z \left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \forall i \in \left(x_i \in M_{\text{acc}(z)}^{\text{БР(Д)}+}\right) \right) \forall z \in Z.$$

Якщо у сегменті БР(Д) запроваджено граничне ціноутворення для прийнятих на завантаження пропозицій, то вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених на БР(Д), розраховуватиметься по формулі:

$$B_{\text{зав.}}^{\text{БР(Д)}+} = \max(C_i) \cdot \sum_z \left(\sum_i (V_i) \forall i \in \left(x_i \in M_{\text{acc}(z)}^{\text{БР(Д)}+}\right) \right) \forall z \in Z.$$

2.3.3 Верифікація методів та алгоритмів імітаційної моделі балансуєчого ринку.

Розроблені послідовності розрахунків використані при розробці та програмній реалізації імітаційної моделі РДН та БР. Для верифікації моделей та створених на їх основі програмних засобів використано ретроспективну інформацію про режим ОЕС України на 17 годину 22 грудня 2016 року. Результати імітаційного моделювання відображені на рис.2.12 – 2.13. Так на рис.2.12 у вигляді східчастого графіку

відображено подані на РДН пропозиції з продажу електроенергії. При розрахунках використовувався не еластичний за ціною попит, відображений на графіку прямою віссю. Точка перетину осі попиту з графіком пропозицій визначила відокремила множини прийнятих та відхиленних у сегменті РДН пропозицій виробників електроенергії.

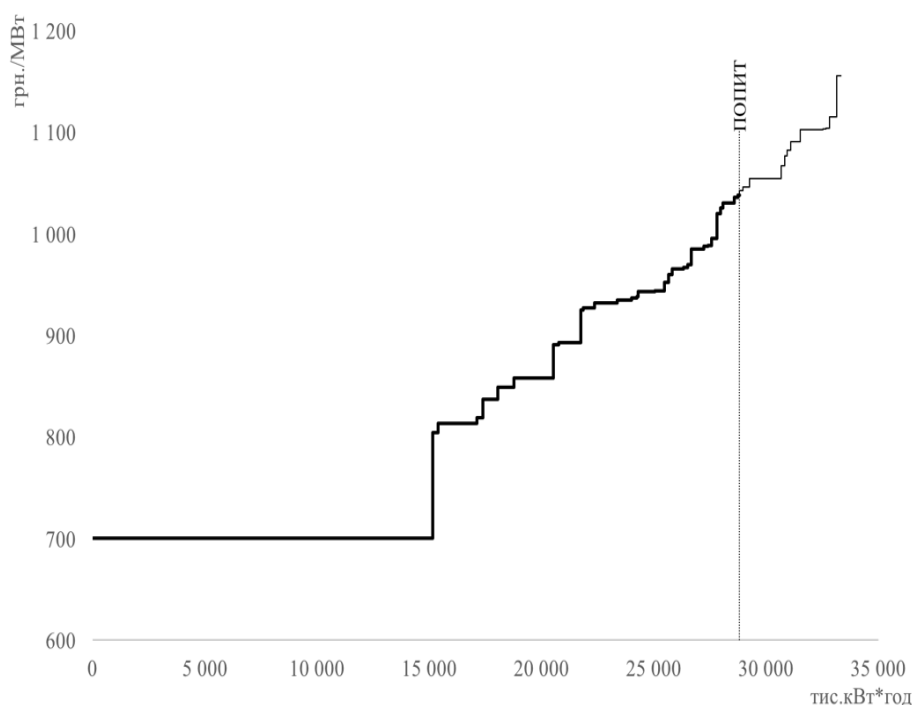


Рисунок 2.12 – Результати імітаційного моделювання РДН України.

За результатами імітаційного моделювання РДН сформовано вхідні дані для імітаційного моделювання БР. Так множина прийнятих у сегменті РДН цінових пропозицій використана для формування графіка цінових пропозицій на розвантаження. Відповідно множина відхиленних у сегменті РДН цінових пропозицій використана для побудови графіка пропозицій на завантаження. Графіки на розвантаження та завантаження для імітаційного моделювання БР відображені на рис.2.13. За початкову точку відліку обсягів електроенергії на рис.2.12 взято значення попиту, сформованому у сегменті РДН. Використання осі ординат у даній позиції дозволяє більш наочно відобразити результати функціонування БР. На розрахункову

годину в ОЕС України склався від’ємний баланс споживання електроенергії у порівнянні із прогнозованим значенням попиту. Тому здійснено вибір цінових пропозицій на розвантаження із зазначеним сумарним обсягом, вибрані на розвантаження пропозиції виділені потовщеними лініями.

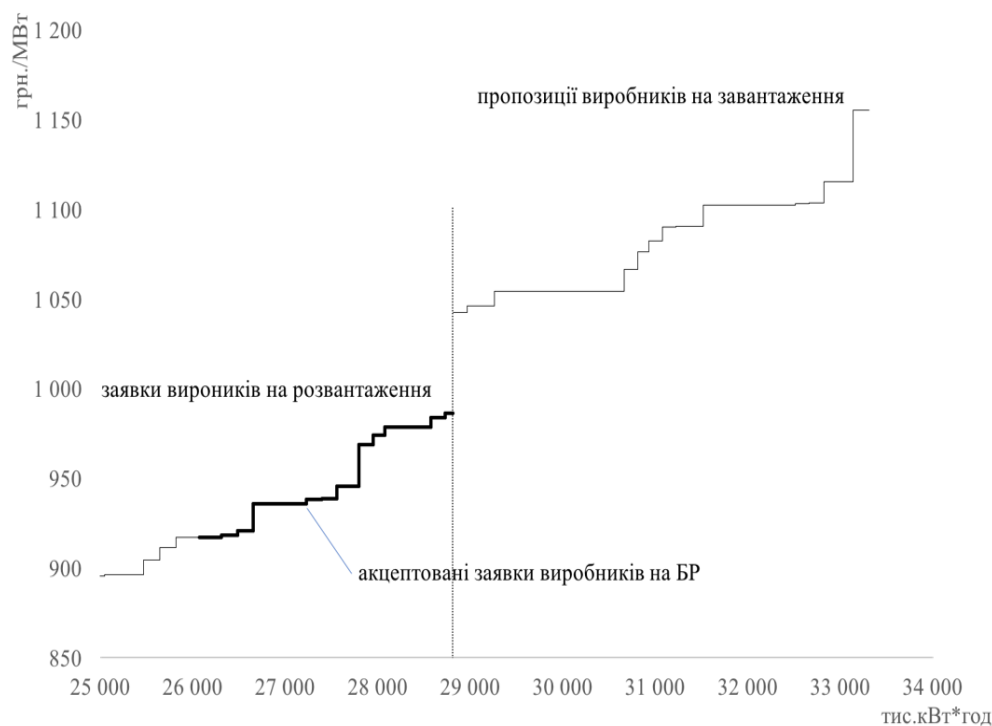


Рисунок 2.14. – Результати моделювання функції врегулювання небалансів електроенергії механізмами БР.

Отримані імітаційною моделлю результати узгоджуються із ретроспективними даними режиму ОЕС України та відповідають розрахованими «вручну» значеннями. Це свідчить про адекватність розрахунків, здійснюваних засобами імітаційного моделювання функції врегулювання дисбалансів механізмами БР.

Приклад розрахунку результатів функціонування ринку на добу наперед та балансуючого ринку з урахуванням вирішення мережевих обмежень та їх вартості наведені в Додатку Б.

2.4 Висновки до другого розділу

За результатами досліджень сформовано гібридну модель ринку «на добу наперед», що залучає пару односторонніх аукціонів з нееластичним попитом та нееластичною пропозицією, де пропозиції на продаж електроенергії подані у формі однієї пари «ціна-обсяг», в якій реалізовані спрощені алгоритми розрахунків з уніфікованим аналізом пропозицій від енергоблоків різних типів.

Виділені особливості функціонування балансуючого ринку електричної енергії та сформульовані загальні вимоги до його моделювання, означена послідовність реалізації основних задач балансуючого ринку та сформовані вимоги до його імітаційного моделювання. Досліджені основні підходи до вирішення системних обмежень ОЕС України та покриття небалансів механізмами балансуючого ринку. За результатами досліджень сформована архітектура та побудовані моделі балансуючого ринку, зокрема моделі вирішення системних обмежень та врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку.

Використання імітаційної моделі надало можливість оцінити рішення щодо формування правил функціонування нової моделі ринку електричної енергії України в окремих її сегментах. Імітаційні розрахунки в частині вирішення системних обмежень на виробництво та розподіл електричної енергії дозволили оцінити доцільність запровадження такого аналізу в сегменті РДН, визначити вартість системних обмежень на БР, а також дослідити конфігурацію зон регулювання в різних сегментах ринку. Імітаційні розрахунки в частині врегулювання дисбалансів дали змогу оцінити ефективність впровадження механізмів економічної відповідальності за точність прогнозів навантаження.

Прийняття за результатами імітаційних досліджень рішень щодо правил функціонування ринку електричної енергії України в частині БР дозволять зменшити додаткові необґрунтовані витрати на вирішення системних обмежень в ОЕС України, призводитиме до зниження загальної вартості електроенергії для кінцевого споживача та стимулюватиме виробників електроенергії підвищувати енергоефективність своєї діяльності.

РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЮВАННЯ РОЗДРІБНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ТА ФОРМУВАННЯ ВИМОГ ДО ВХІДНИХ ДАНИХ

3.1 Моделювання роздрібного ринку та кінцевих тарифів у споживачів електричної енергії

Виконаний в першому розділі дисертаційної роботи аналіз доводить наявність значних змін в структурах тарифів учасників нового роздрібного ринку електричної енергії [48, 61]. Лібералізована модель ринку електричної енергії України базується на впровадженні таких основних організованих сегментів ринку, як: ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», балансуючий та роздрібний ринок, ринок допоміжних послуг. З початком функціонування в Україні такої моделі її учасники отримали широкий спектр інструментів та більш гнучку систему організації своєї участі в ринкових сегментах, що дає змогу підвищити конкурентну спроможність її учасників.

Основні складові вартості електричної енергії, що формується в новій моделі ринку електричної енергії для кінцевого споживача наведені на рис.3.1.

У структурі вартості електроенергії виділяються три основні групи складових:

- вартість електроенергії на оптовому ринку;
- витрати на доставку електроенергії кінцевому споживачу;
- вартість послуг постачальника електроенергії.

Ринкова вартість електроенергії формується виходячи з вартості закупівлі замовлених споживачем обсягів електроенергії, витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії, а також платежів, пов'язаних із участю на аукціонах з купівлі/продажу електроенергії в організованих сегментах ринку електроенергії України. Вартість передачі та розподілу електричної енергії кінцевому споживачу враховує витрати ОСП та ОСР відповідно на передачу і розподіл електроенергії. Нарешті, додатково до наведених складових, у структурі вартості електроенергії для кінцевого споживача враховуються витрати, пов'язані із послугами, які постачальник електроенергії надає споживачеві.

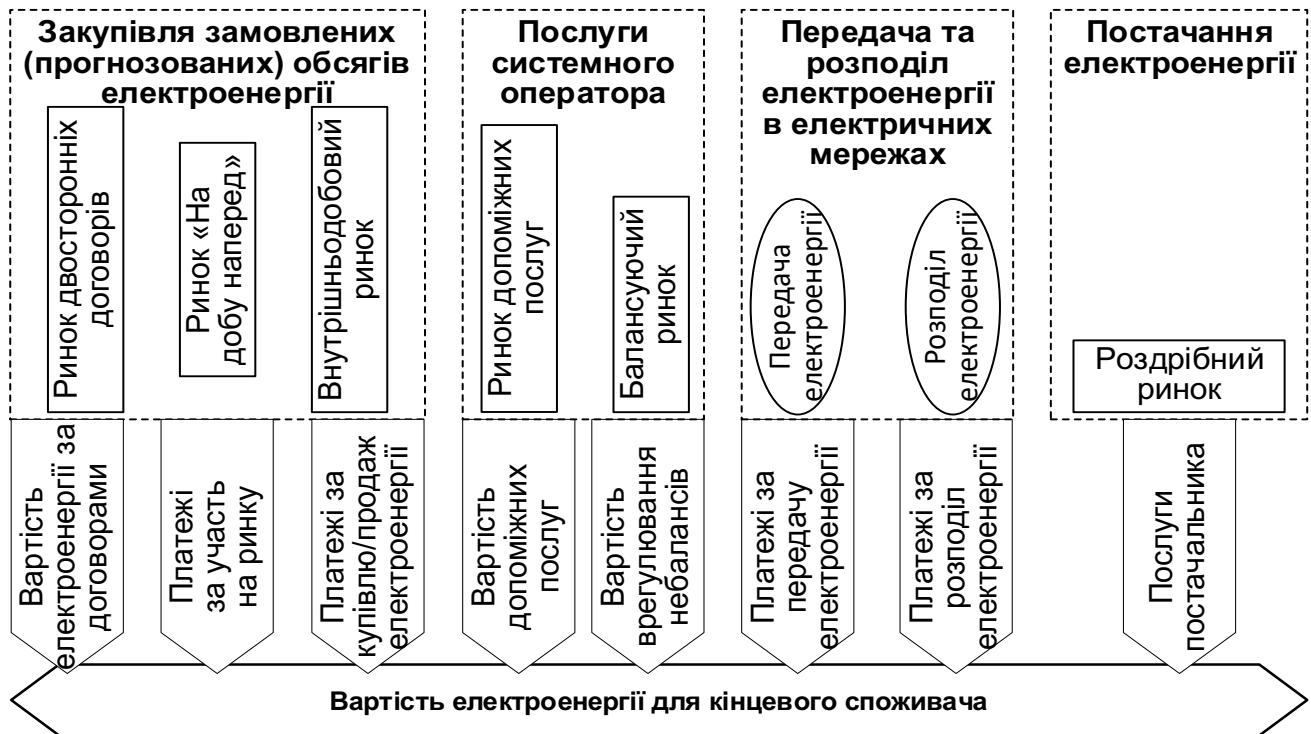


Рисунок 3.1. – Основні складові вартості електричної енергії, що формується в новій моделі ринку електричної енергії для кінцевого споживача

Ринкова вартість електричної енергії для кінцевого споживача формується із вартості закупівлі замовлених обсягів споживання, витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактичними обсягами споживання та витрат, пов'язаних із участю постачальника електроенергії у відповідних сегментах ринку:

$$Cost_p = Cost_{pдд} + Cost_{pдн} + Cost_{вдр} + Cost_{бр} + Cost_{уч}$$

де: $Cost_{pдд}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті двосторонніх договорів;

$Cost_{pдн}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті РДН;

$Cost_{вдр}$ – витрати, пов'язані з купівлею/продажем електроенергії у сегменті внутрішньодобового ринку;

$Cost_{бр}$ – витрати на компенсацію небалансів між замовленими та фактичними обсягами споживання електроенергії у сегменті балансуєчого ринку;

$Cost_{yч}$ – витрати, пов'язані з діяльністю постачальника електроенергії в торгових сесіях ринку електроенергії.

$$P_p = \frac{Cost_p}{V_{pдд} + V_{pдн} + V_{вдр} + V_{бр}},$$

P_p – середньозважена ціна закупівлі на оптовому ринку, грн/кВт·год;

$V_{pдд}, V_{pдн}, V_{вдр}, V_{бр}$ – обсяги купівлі електроенергії на відповідних сегментах ринку.

Додатково слід відзначити, що платежі за участь в організованих сегментах ринку електричної енергії формуються з наступних складових:

- платіж учасника Оператору ринку за участь в сегментах РДН та ВДР;
- платіж учасника Оператору ринку за торгівлю електроенергією;
- платіж учасника Оператору системи передачі за диспетчеризацію.

Моделювання складових ціни на електричну енергію у кінцевого споживача в новому ринку потребує розрахунку значно більших складових порівняно із попередньої моделлю та відповідно, необхідним буде значно більший обсяг вхідної інформації для виконання таких розрахунків. Нижче наведемо перелік основних погодинних фактичних та прогнозних вхідних даних, які необхідні для моделювання цін та тарифів на роздрібному ринку.

- корисний відпуск електричної енергії всім споживачам;
- корисний відпуск з розбивкою по 1-й та 2-й групам споживачів;
- обсяг передачі електричної енергії мережами 1-го та 2-го класів напруги;
- обсяг експорту електричної енергії;
- обсяг імпорту електричної енергії;
- втрати в розподільчих мережах по кожному оператору системи розподілу;
- втрати в передавальній мережі;
- тарифи на передачу місцевими (локальними) розподільчими мережами по кожному ліцензіату;
- тарифи на постачання за регульованим тарифом по кожному ліцензіату;

-тарифи на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними мережами;

Більшість з наведеного переліку вхідних даних до запровадження нової моделі ринку були відсутніми, що вимагало прийняття відповідних припущень та отримання похідної інформації, яка може бути використана для розрахунків [48, 49, 85].

Повний перелік вхідних даних для моделювання кінцевого тарифу у споживачів електричної енергії з використанням розробленої моделі наведено в Додатку Б дисертаційної роботи.

Розглянемо особливості моделювання роздрібного ринку, яке передбачає використання адитивної імітаційної моделі та потребує окремого визначення кожної із складових вартості електричної енергії у кінцевого споживача.

Нехай попит на електроенергію для I споживачів відображається значеннями прогнозованого $V_i^{\text{прог}}$ та фактичного $V_i^{\text{факт}}$ обсягів споживання [91]. Тоді ефективна модель функціонування ринку електроенергії України визначається за результатами рішення задачі мінімізації витрат споживачів на купівлю електроенергії:

$$\sum_i V_i^{\text{факт}} \cdot T_i^{\text{відп}} \rightarrow \min,$$

де $T_i^{\text{відп}}$ – відпускний тариф на електроенергію для i -го споживача.

Структура взаємодії між сегментами та учасниками ринку електроенергії у такій задачі відображається структурою складових відпускнуго тарифу на електроенергію, який формується у сегменті роздрібного ринку [91]:

$$\left\{ \begin{array}{l} T_i^{\text{відп}} = C_e + T_{\text{TSO}}^{\text{D}} + T_{\text{TSO}}^{\text{T}} + T_{\text{DSO}}^{\text{k}} + T_{\text{PSO}}^{\text{g}} + C_{\text{CA}} \\ T_{\text{TSO}}^{\text{D}} = C_{\text{CM}} + C_{\text{AS}} + C_{\text{ACA}} + C_{\text{AC}} + C_{\text{SL}} \\ T_{\text{TSO}}^{\text{T}} = C_{\text{TS}}^{\text{T}} + C_{\text{TSTLE}}^{\text{T}} + C_{\text{TSTLE}}^{\text{BM}} + C_{\text{GB}} + C_{\text{PSO}}^{\text{AE}} \text{ [€/(МВт} \cdot \text{год)]}, \\ T_{\text{DSO}}^{\text{k}} = C_{\text{DS}}^{\text{k}} + C_{\text{DSTLE}}^{\text{k}} + C_{\text{DSTLE}}^{\text{BM}} \\ T_{\text{PSO}}^{\text{g}} = C_{\text{S}}^{\text{g}} + C_{\text{BN}}^{\text{g}} \end{array} \right.$$

Оскільки ціна в Україні збережена система класів напруги та груп споживачі, то тариф у споживача для відповідної групи споживачів з урахуванням класу напруги

мереж, до яких підключений споживач, може бути визначений за формулою, коп./кВт год [49]:

$$T_i^{\text{відп}} = C_e + T_{\text{TSO}}^D + T_{\text{TSO}}^T + T_{\text{DSO}}^k + T_{\text{PSO}}^g + C_{\text{CA}},$$

де k – клас напруги мереж, до яких підключена електроустановка i -го споживача (1-й або 2-й);

g – категорія електроспоживання для i -го споживача (1-а або 2-а);

C_e – середньозважена ціна електричної енергії, яка була куплена постачальником за двосторонніми договорами та в організованих сегментах ринку (змінна в задачі мінімізації);

T_{TSO}^D – тариф оператора системи передачі на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;

T_{TSO}^T – тариф оператора системи передачі на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними мережами;

T_{DSO}^k – тариф оператора системи розподілу на послуги з розподілу електричної енергії;

T_{PSO}^g – тариф електропостачальника, який виконує функцію постачальника універсальних послуг або постачальника “останньої надії”;

C_{CA} – ціна послуг постачальника комерційного обліку.

Всі складові вище наведеної формули, крім ціни на електричну енергію на ринку, небалансів електричної енергії та послуг постачальника комерційного обліку, також визначаються адитивно. Зупинимось на складових тарифів учасників ринку, що враховуються в розробленій моделі.

Тариф оператора системи передачі на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління формується за наступною формулою, коп./кВт год:

$$T_{\text{TSO}}^D = C_{\text{CM}} + C_{\text{AS}} + C_{\text{ACA}} + C_{\text{AC}} + C_{\text{SL}}.$$

де C_{CM} – складова тарифу оператора системи передачі задля покриття витрат при виконанні диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, коп./кВт год;

C_{AS} – середньозважена ціна на послуги постачальників допоміжних послуг для ринку допоміжних послуг, коп./кВт год;

C_{ACA} – складова тарифу оператора системи передачі задля покриття витрат при виконанні функцій адміністратора комерційного обліку (АКО), коп./кВт год;

C_{AC} – складова тарифу оператора системи передачі задля покриття витрат при виконанні функцій адміністратора розрахунків, коп./кВт год;

C_{SL} – складова тарифу оператора системи передачі задля покриття витрат в наслідок врегулювання системних обмежень на балансуєчому ринку, коп./кВт год.

Тариф ОСП на диспетчеризацію в межах розробленої імітаційної моделі розраховується за наступною формулою [48], коп./кВт год:

$$T_D^{OSP} = \frac{D_T^{HEK} \times 0,05 + D_{DCO}^{OSP} + D_{DDP}^{OSP}}{W_{OEC}^{FAKT} \times 100},$$

де 0,05 – частка використання грошей, отриманих ОСП з тарифу на передачу, для здійснення диспетчеризації в ОЕС України, у.о.;

D_{DCO}^{OSP} – обсяг коштів, необхідних ОСП для покриття витрат на БР в наслідок вирішення системних обмежень (різниця між витраченими коштами ОСП на завантаження блоків ТЕС для усунення системних обмежень та отриманих коштів від розвантаження блоків ТЕС для усунення системних обмежень) [92], у.о.;

D_{DDP}^{OSP} – обсяг грошових коштів необхідних ОСП для покриття витрат, понесених ним на ринку допоміжних послуг для закупівлі резервів потужності в ОЕС України (прийнятий на рівні, необхідному для покриття умовно постійних витрат виробників на ТЕС та обсягу грошових коштів для закупівлі допоміжних послуг у виробників електричної енергії на ГЕС – пропорційний обсягу відпуску електричної енергії на ТЕС до величини умовно-постійних витрат ТЕС) [92], тис. грн.;

W_{OEC}^{FAKT} - фактичний обсяг купівлі-продажу електричної енергії на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг у виробників електричної енергії, тис. кВт год;

Слід зазначити, що після впровадження нової моделі ринку у структурі тарифу Оператора системи передачі на диспетчерське управління закладені:

- витрати на послуги диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;
- витрати на послуги адміністратора розрахунків;
- витрати на послуги адміністратора комерційного обліку;
- витрати на врегулювання системних обмежень;
- витрати на придбання допоміжних послуг.

Перелік фактично визначених витрат підтверджує адекватність обраних для моделювання складових.

Тариф оператора системи передачі на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними мережами розраховується за формулою, коп./кВт год [49]:

$$T_{TSO}^T = C_{TS}^T + C_{TS\ TLE}^T + C_{TS\ TLE}^{BM} + C_{GB} + C_{PSO}^{AE},$$

де C_{TS}^T – складова тарифу оператора системи передачі задля покриття витрат на забезпечення надійного та сталого функціонування магістральних і міждержавних мереж, коп./кВт год;

$C_{TS\ TLE}^T$ – складова тарифу оператора системи передачі на купівлю електричної енергії за двосторонніми договорами та на відповідних сегментах ринку електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами, коп./кВт год;

$C_{TS\ TLE}^{BM}$ – складова тарифу оператора системи передачі на купівлю та продаж небалансів електричної енергії у разі невиконання ним погодинних графіків електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами, коп./кВт год;

C_{GB} – складова тарифу оператора системи передачі на покриття витрат, пов'язаних із купівлею у гарантованого покупця послуги забезпечення збільшеної частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, коп./кВт год;

C_{PSO}^{AE} – складова тарифу оператора системи передачі на покриття витрат, пов'язаних із купівлею у постачальників універсальних послуг послуги забезпечення

збільшеної частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел електричної енергії, коп./кВт год.

Під час практичної розробки імітаційної моделі запропоновано розраховувати тариф на передачу магістральними та міждержавними мережами ОСП [48] розраховується за наступною формулою, коп./кВт год [92]:

$$T_{\text{ЛЕП}}^{\text{ОСП}} = \frac{D_{\text{Т}}^{\text{НЕК}} \times 0,95 + D_{\text{В}}^{\text{ОСП}} + D_{\text{НВ}}^{\text{ОСП}} + D_{\text{ГП}}^{\text{КП}}}{W_{\sum i}^{\text{КВУ}} \times 100},$$

де $D_{\text{Т}}^{\text{НЕК}}$ – реалізація (товарний відпуск у структурі тарифу ОСП, тис. грн.) у структурі тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами ОСП, тис. грн.;

0,95 – частка використання грошей, отриманих ОСП з тарифу на передачу, для здійснення діяльності на передачу магістральними та міждержавними мережами, у.о.;

$D_{\text{В}}^{\text{ОСП}}$ – вартість купленої на РДН електричної енергії з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії при її передачі, тис. грн.;

$D_{\text{НВ}}^{\text{ОСП}}$ – вартість небалансів втрат електричної енергії при її передачі, тис. грн.;

$D_{\text{ГП}}^{\text{КП}}$ – величина грошових коштів, які включені до тарифу ОСП для компенсації витрат гарантованого покупця, тис. грн.;

$W_{\sum i}^{\text{КВУ}}$ – обсяг корисного відпуску електричної енергії всім споживачам України, тис. кВт год;

Вартість купленої на РДН електричної енергії з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу визначається за наступної формулою, тис. грн.

$$D_{\text{В}}^{\text{ОСП}} = \sum_i^0 \left(\Pi_i^{\text{РДН}} \times W_i^{\text{НЕК В}} \times \frac{W_i^{\text{ОРЕ ФАКТ}}}{W_{\sum i}^{\text{ОРЕ ФАКТ}}} \right),$$

де $W_i^{\text{НЕК В}}$ – фактичний обсяг втрат електричної енергії в мережах ДП «НЕК «Укренерго»;

$W_i^{\text{ОРЕ ФАКТ}}$ – фактичний обсяг купівлі-продажу електричної енергії в ОРЕ відповідним постачальником у годину i , тис. кВт год;

$W_{\sum i}^{\text{ОРЕ ФАКТ}}$ – фактичний обсяг купівлі-продажу електричної енергії в ОРЕ відповідним постачальником у відповідній добі, тис. кВт год.

Вартість небалансів втрат електричної енергії на її передачу в мережах оператора системи передачі, визначається за наступної формулою, тис. грн.:

$$D_{\text{НВ}}^{\text{ОСП}} = \sum_i^0 \left(C_i^{\text{БР}} \times W_{\text{В}}^{\text{НЕК}} \times \frac{W_i^{\text{ОРЕ ФАКТ}}}{W_{\sum i}^{\text{ОРЕ ФАКТ}}} \times \frac{W_i^{\text{ОРЕ ФАКТ}}}{W_i^{\text{ОРЕ ПЛАН}}} \right),$$

де $W_i^{\text{ОРЕ ПЛАН}}$ – плановий обсяг купівлі-продажу електричної енергії в ОРЕ всіма постачальниками України у годину i , тис. кВт год.

Тариф оператора системи розподілу розраховується за наступною формулою, коп./кВт год:

$$T_{\text{ДСО}}^k = C_{\text{ДС}}^k + C_{\text{ДС TLE}}^k + C_{\text{ДС TLE}}^{\text{BM}},$$

де $C_{\text{ТС}}^T$ – складова тарифу оператора системи розподілу на покриття витрат для утримання надійного та сталого функціонування розподільчих мереж, коп./кВт год;

$C_{\text{ТС TLE}}^T$ – складова тарифу оператора системи розподілу на купівлю електричної енергії за двосторонніми договорами в організованих сегментах ринку електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії у розподільних електричних мережах, коп./кВт год;

$C_{\text{ТС TLE}}^{\text{BM}}$ – складова тарифу оператора системи розподілу на купівлю та продаж небалансів електричної енергії у разі невиконання ним обов’язків розподілу погодинних графіків електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії в розподільних електричних мережах, коп./кВт год.

Тариф на розподіл мережами n - класу напруги в межах запропонованої моделі розраховується за наступною формулою, коп./кВт год:

$$T_n^{\text{ОСР}} = \frac{D_n^{\text{ОСР}} + D_{\text{н В}}^{\text{ОСР}} + D_{\text{н НВ}}^{\text{ОСР}}}{W_{\sum i}^n \times 100},$$

де $D_n^{\text{ОСР}}$ – реалізація (товарний відпуск у структурі тарифу на розподіл відповідного обленерго), тис. грн.;

D_{nB}^{OCP} – вартість купленої на РДН електричної енергії з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії при її розподілу, тис. грн.;

D_{nHB}^{OCP} – вартість небалансів втрат електричної енергії при її розподілі, тис. грн.;

$W_{\Sigma i}^n$ – обсяг передачі електричної енергії мережами класу n , тис. кВт год.

Тариф електропостачальника, який виконує функцію постачальника універсальних послуг або постачальника “останньої надії”, коп./кВт год:

$$T_{PSO}^g = C_S^g + C_{BN}^g,$$

де C_S^g – середньозважена ціна послуг електропостачальника, коп./кВт год;

C_{BN}^g – середньозважена ціна небалансів, які купуються або продаються у оператора системи передачі на балансуєчому ринку в наслідок відхилення фактичних обсягів споживання від планових споживачів групи g , коп./кВт год.

Тариф з постачання електричної енергії споживачам для цілей імітаційного моделювання розраховується за наступною формулою, коп./кВт год:

$$T_g^{ПУП} = \frac{D_g^{ПРТ} + D_{gBP}^{ПРТ}}{W_{\Sigma i}^{g ПУП} \times 100},$$

де $D_g^{ПРТ}$ – реалізація (товарний відпуск у структурі тарифу на постачання відповідного ПРТ), тис. грн.;

$D_{gBP}^{ПРТ}$ – витрати ПУП на балансуєчому ринку при врегулюванні небалансів електричної енергії в якості сторони відповідальної за баланс, тис. грн.;

$W_{\Sigma i}^{g ПУП}$ – обсяг корисного відпуску електричної енергії відповідного постачальника, тис. кВт год.

Слід зазначити, що у чинних на грудень 2019 року правилах розрахунку вартості погодинних небалансів, згідно п.5.16.2 «Правил ринку електроенергії», сума коштів дебет/кредит у всіх випадках в годину доби h дня D у торговій зоні z дорівнювала небалансу електричної енергії, помноженому на ціну небалансу електричної енергії, тобто:

$$CIEQ_{z,D,h} = \Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})} \cdot IMSP_{z,D,h},$$

де $IMSP_{z,D,h}$ – ціна 1 МВт·год небалансу в годину h доби D у торговій зоні z ;

$\Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})}$ – обсяг небалансу в годину h доби D у торговій зоні z .

Погодинні небаланси розраховується як:

$$\Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})} = V_{\Pi(D,h)}^{(\text{зам})} - V_{\Pi(D,h)}^{(\text{ф})},$$

Де $V_{\Pi(D,h)}^{(\text{зам})}$ – замовлені (прогнозовані) обсяги споживання електроенергії в годину h доби D ;

$V_{\Pi(D,h)}^{(\text{ф})}$ – фактичні обсяги споживання електроенергії в годину h доби D .

З 1 березня 2020 року впроваджено іншу формулу розрахунку вартості небалансів:

$$CIEQ_{z,D,h} = \begin{cases} \Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})} \cdot \min(C_{\text{РДН}(D,h)}^{(\text{гр})}, IMSP_{z,D,h}) \cdot (1 - K^{\text{im}}) & |\Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})}| > 0 \\ \Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})} \cdot \max(C_{\text{РДН}(D,h)}^{(\text{гр})}, IMSP_{z,D,h}) \cdot (1 + K^{\text{im}}) & |\Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})}| < 0, \\ 0 & |\Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})}| = 0 \end{cases}$$

де $\Delta V_{\Pi(D,h)}^{(\text{неб})}$ – обсяг небалансу в годину h доби D у торговій зоні z ;

$IMSP_{z,D,h}$ – ціна 1 МВт·год небалансу в годину h доби D у торговій зоні z ;

$C_{\text{РДН}(D,h)}^{(\text{гр})}$ – гранична ціна РДН в годину h доби D у торговій зоні z ;

K^{im} – коефіцієнт ціни небалансу, $K^{\text{im}} = 0.05$.

Складові вищезазначених тарифів розраховуються виходячи з погодинних витрат на відповідних сегментах ринку електричної енергії. В попередній моделі ринку наведені витрати були відсутніми і тому визначення тарифів потребувала відповідних припущень. Зокрема, для визначення будь-якого тарифу потрібен корисний відпуск по групах споживачів, однак на роздрібному ринку електричної енергії до запровадження нової моделі ринку використовували тільки місячні обсягами корисного відпуску. Крім того, слід зазначити, що автоматизовані системи комерційного обліку встановлені в середньому тільки у двадцяти відсотків

промислових споживачів в регіонах, а у населення таких систем немає. Втрати в електричних мережах також не розраховуються погодинно, а купуються в оптовому ринку разом з графіком надходження електричної енергії по периметру автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії постачальника електричної енергії за регульованим тарифом. При розрахунках контрактних обсягів купівлі-продажу втрат необхідно враховувати квадратичну залежність зміни обсягів втрат від змін обсягів передачі електричної енергії мережами операторів системи розподілу. Як допущення, з урахуванням тенденції до впровадження стимулюючого тарифоутворення, в моделюванні тарифів операторів системи розподілу використовувати підхід щодо врахування в тарифі тільки нормативних втрат, а саме рівень втрат визначати на рівні коефіцієнту економічних витрат електричної енергії, який використовувався в оптовому ринку електричної енергії. Для моделювання витрат електропостачальника на балансуєчому ринку, як сторони відповідальної за баланс, спричинених його споживачами небалансів, пропонується профіль планових погодинних обсягів з розбивкою по групах споживачів прив'язати пропорційно відхиленню погодинним обсягам в моделі оптового ринку купівлі-продажу електричної енергії постачальників за регульованим тарифом у ДП “Енергоринок”. Точність розрахунків складових цін та тарифів, які можуть сформуватися при функціонуванні нової моделі ринку, суттєво залежить від актуальності та точності вхідної інформації, яка використовується для такого моделювання. При цьому дослідження щодо отримання необхідної вхідної інформації для моделювання зазначених процесів проводилися частково. Модель оптового ринку електричної енергії в Україні не надавала змогу отримати всі вхідні данні, які необхідні для моделювання лібералізованого ринку електричної енергії. Це є суттєвою перепорою для досягнення якісних результатів імітаційного моделювання.

3.2 Вимоги до формування вхідних даних для цілей моделювання лібералізованої моделі ринку електричної енергії України

Моделювання взаємовідносин між учасниками в новому ринку електричної енергії є складною задачею, враховуючи відсутність повного обсягу необхідної базової вхідної інформації. Так, наприклад, в попередній моделі оптового ринку електричної енергії України були відсутні погодинні данні щодо споживання в тому числі з розбивкою по групах споживачів та класах напруги мереж до яких вони підключені, відсутні погодинні планові та фактичні данні щодо втрат в передавальних та розподільчих мережах з розбивкою по класах напруги. Відсутність вхідної інформації унеможливлювало моделювання рівня тарифів операторів системи передачі та розподілу через те, що в новій моделі ринку електричної енергії вони зобов'язані купувати електричну енергію на покриття технологічних втрат в їх мережах при наданні послуги з транспортування електричної енергії учасникам ринку [48, 49]. Джерелом покриття витрат на купівлю такої електричної енергії є тарифи на передачу та розподіл. Крім того, оператор системи передачі та оператори системи розподілу є, як і інші учасники ринку, сторонами відповідальними за спричинені небаланси і повинні купувати та продавати у оператора системи передачі на балансуєчому ринку небаланси, які виникають як різниця між фактичними та плановими обсягами втрат в мережах. Ці витрати операторів на балансуєчому ринку також покриваються за рахунок їх тарифів. Відсутність погодинних даних по відповідним групам споживачів також не дає змогу визначити складову в ціні постачання щодо покриття витрат електропостачальників понесених на балансуєчому ринку.

Враховуючи важливість необхідності формування погодинного графіку товарного відпуску електричної енергії споживачам, який є графіком попиту на конкурентних сегментах ринку, розглянемо підходи в формування планового погодинного, іншими словами договірною, обсягу споживання по групам споживачів [92]. Найбільш актуальним є питання погодинного графіку побутових споживачів. Це питання викликано відсутністю погодинного обліку у населення, а саме населення

створює значні коливання графіку споживання і як наслідок графіку цін на ринку електричної енергії. В попередній моделі оптового ринку електричної енергії, як і в новій моделі ринку, є в наявності інформація тільки про місячний обсяг споживання населенням. Для здійснення розрахунків цін в лібералізованій моделі ринку електричної енергії запропоновано наступний варіант визначення фактичних погодинних обсягів товарного відпуску населенню – інтерполяція даних добових графіків споживання електричної потужності освітленням, побутовим навантаженням, споживачів що не приймають участь у вимірах по Україні в зимовий та літній режимні дні, зазначених в річному огляді діяльності Державної інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії [93]. Інтерполяцію слід проводити для всього календарного року, але окремо для періодів між зимовим та літнім режимними днями та окремо між літнім та зимовим режимними днями. Такий підхід обумовлений різною кількістю днів в зазначених періодах. Для кожної години s періоду року між зимовим та літнім режимними днями обсяг товарного відпуску електроенергії населенню визначається за наступною емпіричною залежністю [92], тис. кВт год:

$$W_i^{ws} \equiv \left(P_c^w d_{ws} - \frac{\left(\frac{P_c^w}{P_\Sigma^w} - \frac{P_c^s}{P_\Sigma^s} \right)}{d_{ws}^\Sigma} \right) \cdot W_{d_{ws}}^n \text{ [тис. кВт} \cdot \text{год]},$$

де i – година періоду року між зимовим та літнім режимними днями, година;

s – година доби, від 1 до 24;

d_{ws} – доба в періоді між зимовим та літнім режимними днями;

$P_{c d_{ws}}^w$ – значення потужності по графіку споживання електричної енергії в s -ій годині доби d_{ws} по Україні в період року між зимовим та літнім режимними днями, МВт;

P_c^w – значення потужності по графіку споживання електричної енергії в s -ій годині доби по Україні в зимовий режимний день, МВт;

P_Σ^w – сумарне значення потужності по графіку споживання електричної енергії за добу по Україні в зимовий режимний день, МВт;

P_c^s – значення потужності по графіку споживання електричної енергії в s -ій годині доби по Україні в літній режимний день, МВт;

P_Σ^s – сумарне значення потужності по графіку споживання електричної енергії за добу по Україні в літній режимний день, МВт;

d_{ws}^Σ – кількість днів між зимовим та літнім режимними днями, од;

n – місяць року;

W_{dws}^n – добовий корисний відпуск електроенергії населенню за добу в періоді між зимовим та літнім режимними днями у відповідному місяці n , тис.кВт·год, який визначається за формулою:

$$W_{dws}^n = \frac{W^n}{m} [\text{тис. кВт} \cdot \text{год}],$$

де W^n – корисний відпуск електроенергії населенню у місяці n , тис.кВт·год;

m – кількість днів в місяці n , од.

Для кожної години s періоду року між літнім та зимовим режимними днями обсяг товарного відпуску населенню визначається за наступною емпіричною залежністю [92], тис. кВт год:

$$W_i^{sw} \equiv \left(P_{c d_{sw}}^s + \frac{\left(\frac{P_c^w}{P_\Sigma^w} - \frac{P_c^s}{P_\Sigma^s} \right)}{d_{sw}^\Sigma} \right) \times W_{d_{sw}}^n [\text{тис. кВт} \cdot \text{год}],$$

де d_{sw} – доба в періоді між літнім та зимовим режимними днями;

$P_{c d_{sw}}^s$ – значення потужності по графіку споживання електричної енергії в s -ій годині доби d_{sw} по Україні в період року між літнім та зимовим режимними днями, МВт;

d_{sw}^Σ – кількість днів між літнім та зимовим режимними днями, од;

$W_{d_{sw}}^n$ – добовий корисний відпуск населенню за добу в періоді між літнім та зимовим режимними днями у відповідному місяці n , тис.кВт/год, який визначається за формулою:

$$W_{d_{sw}}^n = \frac{W^n}{m} [\text{тис. кВт} \cdot \text{год}],$$

де W^n – корисний відпуск електроенергії населенню у місяці n , тис. кВт год;

m – кількість днів в місяці n , од.

В Україні існує дві групи споживачів: до першої групи належать споживачі промислові та прирівняні до них, комерційні, сільськогосподарські споживачі-виробники, непромислові; до другої групи – міське та сільське населення. Всі споживачі поділяються на 1-й та 2-й клас. До 1-го класу належать споживачі, які отримують електричну енергію від постачальника електричної енергії в точці продажу електричної енергії зі ступенем напруги 27,5 кВ та вище. До 2-го класу належать споживачі, які отримують електричну енергію від постачальника електричної енергії в точці продажу електричної енергії зі ступенем напруги нижче 27,5 кВ. Як припущення, встановимо, що споживачі другої групи належать до споживачів 2-го класу. Споживачі першої групи можуть бути споживачами як 1-го так і 2-го класу. В попередній моделі оптового ринку відсутні погодинні графіки товарного відпуску електричної енергії окремо по групах та окремо по класах споживачів. Таким чином, далі постало питання визначення погодинних графіків споживання промислових споживачів з розбивкою по класах. Як приклад, на рис. 3.2. наведені погодинні графіки споживання населенням та всіма споживачами в конкретному регіоні та для відповідної дати. Графік споживання побутовими споживачами був розрахований та побудований на підставі вище зазначених формул визначення погодинних обсягів споживання населенням [92].

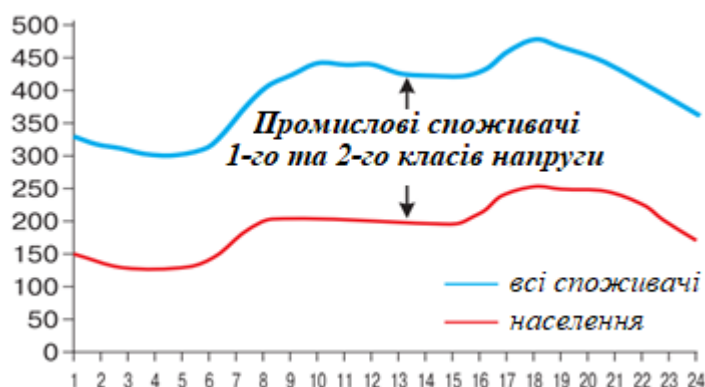


Рисунок 3.2. – Графіки споживання побутовими споживачами та загальні по всіх споживачах

Погодинний обсяг споживання всіма споживачами у окремо взятому регіоні

визначався за формулою, тис. кВт год:

$$W_c^\Sigma = \frac{W_c^{\text{ОРЕ факт}}}{W_\Sigma^{\text{ОРЕ факт}}} \times W_\Sigma^{1-2},$$

Де $W_c^{\text{ОРЕ факт}}$ – фактичний обсяг купівлі електричної енергії відповідним постачальником за регульованим тарифом (з урахуванням транзиту для постачальників за не регульованим тарифом) в годині s для відповідної розрахункової доби, тис.кВт/год;

$W_\Sigma^{\text{ОРЕ факт}}$ – сумарний фактичний обсяг купівлі електричної енергії відповідним постачальником за регульованим тарифом (з урахуванням транзиту для постачальників за не регульованим тарифом) у відповідній розрахунковій доби, тис. кВт год;

W_Σ^{1-2} – фактичний сумарний обсяг корисного відпуску споживачам 1-ї та 2-ї груп, тис. кВт год.

Наступне питання постає в розподілі між промисловими споживачами 1-го та 2-го класів різниці погодинних обсягів корисного відпуску всім споживачам та населенню. Пропонується визначити погодинні обсяги відпуску всім промисловим споживачам 2-го класу за наступною формулою, тис. кВт год:

$$W_c^2 = \left(\frac{W_c^{\text{ОРЕ факт}}}{W_\Sigma^{\text{ОРЕ факт}}} \times W_d^2 \right) - W_c^H,$$

де W_c^H – обсяг споживання населенням в годині s , тис.кВт/год;

W_d^2 – добовий обсяг корисного відпуску промисловим споживачам 2-го класу, який визначається за формулою, тис. кВт год:

$$W_d^2 = \frac{W^2}{m},$$

де W^2 – корисний відпуск споживачам 2-го класу у місяці n , тис.кВт/год;

m – кількість днів в місяці n , од.

Погодинні обсяги відпуску всім промисловим споживачам 1-го класу

пропонується визначити як різницю між загальним корисним відпуском всім споживачам та споживачами 2-го класу за наступною формулою, тис. кВт год:

$$W_c^1 = W_c^\Sigma - W_c^2 - W_c^H$$

Як приклад, на рисунку 3.3. наведені погодинні графіки споживання населенням, промисловими споживачами 1-го класу та промисловими споживачами 2-го класу в конкретному регіоні та для відповідної дати.

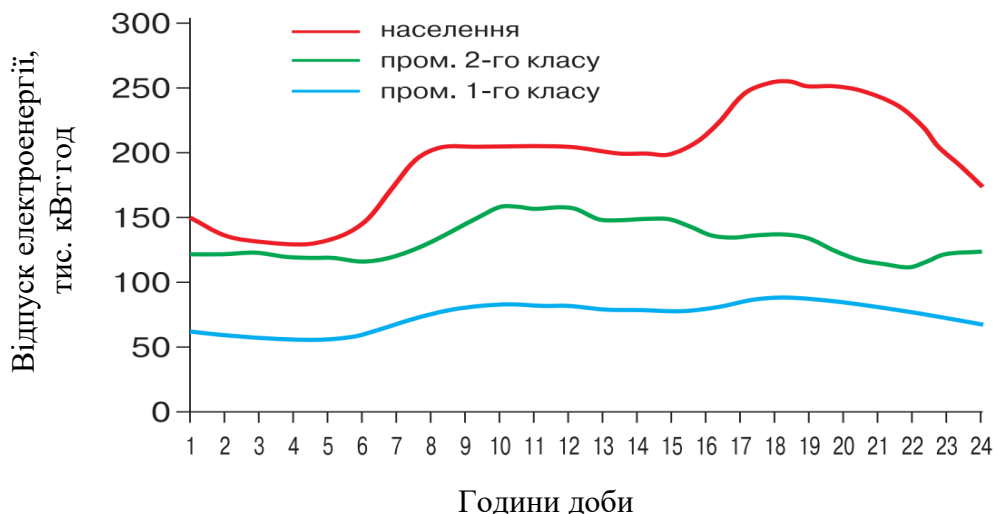


Рисунок 3.3. – Графіки споживання побутовими споживачами та споживачами 1-го та 2-го класів

Вище зазначені підходи та припущення були направлені на визначення саме фактичних погодинних обсягів споживання різними групами та класами споживачів. Далі необхідно визначити погодинні планові обсяги споживання, тому що саме вони будуть зазначені в договорах на ринку електричної енергії і саме вони будуть використовуватися адміністратором розрахунків для визначення рівня небалансів.

В попередній моделі оптового ринку електричної енергії було відсутнє планування погодинних обсяг споживання по групах та класах споживачів. Щоденно постачальники за регульованим тарифом надавали оператору оптового ринку погодинні обсяги надходження електричної енергії до їх мереж, які включали також в себе і технологічні втрати електричної енергії в розподільчих мережах. Таким чином,

можливо було здійснити розрахунок небалансів електричної енергії тільки для обсягів, які надходили до регіональних розподільчих мереж. Тому, як припущення, було запропоновано розподілити ці небаланси між побутовими та промисловими споживачами з розбивкою по відповідних класах. При цьому, прийняти, що більша частина небалансів утворена побутовими споживачами і встановити долю цих небалансів на рівні 80 % ($K_{нп}$) від небалансів постачальників за регульованим тарифом. Визначення небалансу, в рамках поставленої задачі, необхідно для визначення планових погодинних обсягів з розбивкою по групах та класах споживачів. Таким чином, плановий погодинний обсяг купівлі електричної енергії для побутових споживачів визначається за формулою, тис. кВт год:

$$W_{\text{с}}^{\text{н план}} = \left(W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ факт}} - W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}} \right) \times K_{нп} + W_{\text{с}}^{\text{н}},$$

де $W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}}$ – погодинний плановий обсяг купівлі електричної енергії відповідним постачальником за регульованим тарифом (з урахуванням транзиту для постачальників за не регульованим тарифом) у відповідній розрахунковій доби, тис.кВт/год;

$K_{нп}$ – доля небалансу побутових споживачів, у.о.

Плановий погодинний обсяг купівлі електричної енергії для промислових споживачів 2-го класу визначається за формулою [92], тис. кВт год:

$$W_{\text{с}}^2 \text{ план} = W_{\text{с}}^2 + \left(W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ факт}} - W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}} \right) \times 0,2 \times \frac{W_{\text{с}}^2}{W_{\text{с}}^1 + W_{\text{с}}^2 + W_{\text{с}}^1 \text{ TBE} + W_{\text{с}}^2 \text{ TBE}},$$

де $W_{\text{с}}^1 \text{ TBE}$ та $W_{\text{с}}^2 \text{ TBE}$ – погодинні планові обсяг технологічних витрат електричної енергії на передачу її розподільчими мережами 1-го та 2-го класів напруги, які визначаються за наступними формулами [92], тис. кВт год:

$$W_{\text{с}}^1 \text{ TBE} = \frac{W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}}}{(1 - 1\text{ЕКНТBE})} - W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}}$$

$$W_{\text{с}}^2 \text{ TBE} = \left(\frac{W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}}}{(1 - 1\text{ЕКНТBE})} - W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}} \right) + \left(\frac{W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}}}{(1 - 2\text{ЕКНТBE})} - W_{\text{с}}^{\text{ОРЕ план}} \right),$$

де $1EKHTBE$ – економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електроенергії для 1-го класу напруги, у.о.;

$2EKHTBE$ – економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електроенергії для 2-го класу напруги, у.о.

Плановий погодинний обсяг купівлі електричної енергії для промислових споживачів 1-го класу визначається за формулою, тис. кВт год:

$$W_c^{1 \text{ план}} = W_c^1 + \left(W_c^{\text{OPE факт}} - W_c^{\text{OPE план}} \right) \times K_{\text{нпр}} \times \frac{W_c^1}{W_c^1 + W_c^2 + W_c^{1 \text{ TBE}} + W_c^{2 \text{ TBE}}},$$

де $K_{\text{нпр}}$ – доля небалансу промислових споживачів, у.о.

Таким чином, використання запропонованих в розділі роботи способів дозволило сформулювати необхідні для імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії дані, які були відсутні в попередній моделі оптового ринку. Перелік таких даних містить фактичні погодинні обсяги споживання з розбивкою по групах споживачів та класах напруги мереж до яких вони підключені, планові погодинні обсяги споживання з розбивкою по групах споживачів та класах напруги мереж до яких вони підключені, а також планові погодинні обсяг технологічних витрат електричної енергії на передачу її розподільчими мережами першого та другого класів напруги. Детальний перелік використовуваних вхідних даних для цілей імітаційного моделювання наведено в Додатку Б дисертаційної роботи.

Крім того, наведені підходи дозволяють визначити небаланси електричної енергії з розбивкою по групах споживачів та класах напруги мереж до яких вони підключені, а також небаланси електричної енергії, які виникають у операторів систем розподілу внаслідок купівлі-продажу електричної енергії на технологічні втрати електричної енергії.

3.3 Загальна архітектура імітаційної моделі ринку електричної енергії України

За результатами виконаних досліджень запропонована концепція побудови імітаційної моделі ринку електричної енергії, яка дозволяє врахувати особливості структури виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії в ОЕС України в частині їх впливу на процеси функціонування сегментів лібералізованої моделі ринку електричної енергії за рахунок використання розроблених в роботі розрахункових моделей. Для практичної реалізації досліджених моделей результатів функціонування організованих сегментів ринку електричної енергії, а також розрахунку кінцевих цін у споживачів електричної енергії необхідним є створення відповідних програмних засобів у вигляді середовища моделювання.

За результатами досліджень запропоновано на першому етапі розробки програмних засобів імітаційного моделювання створити модель, функціональна схема якої відображена на рис. 3.4.

На першому етапі розробки та впровадження моделі мають бути реалізовані основні компоненти імітаційної моделі: модель обов'язкових угод; модель РДН; модель БР; модель розрахунку тарифів на передачу, розподіл та споживання електроенергії; модуль узгодження балансів по сегментах ринку.

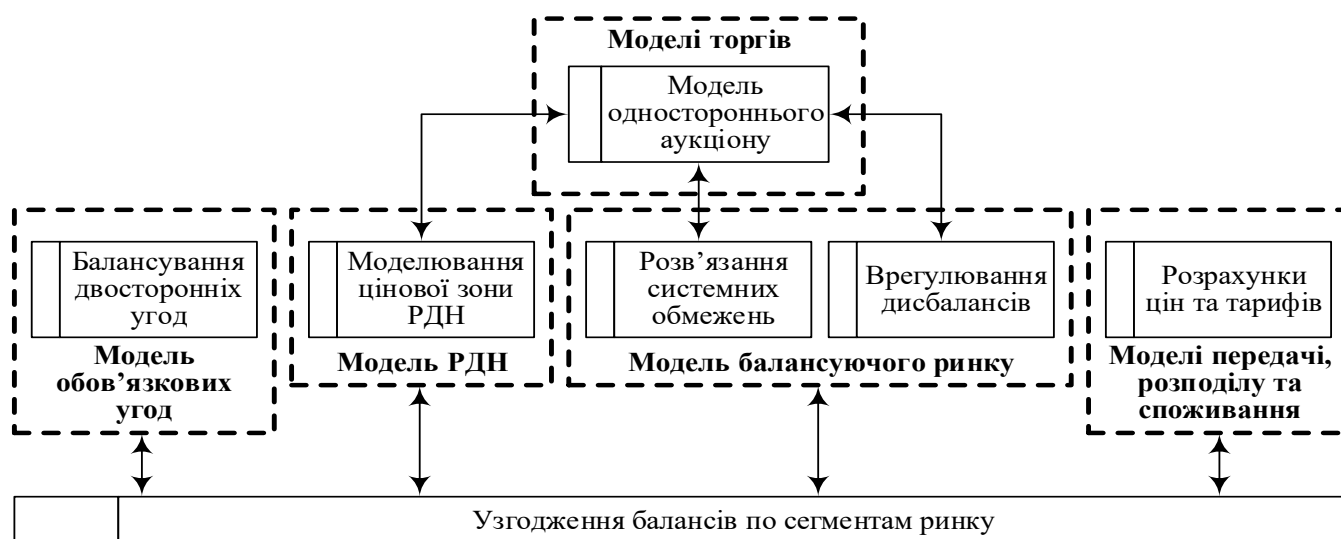


Рисунок 3.4. – Функціональна схема імітаційної моделі

Всі компоненти імітаційної моделі мають здійснювати розрахунки з використанням функції нееластичного попиту.

Модель обов'язкових угод призначена для врахування наступних складових моделі ринку:

- баланси імпорту/експорту електроенергії;
- потреби у резервах виробничих потужностей на підтримку запланованих режимів ОЕС України (неявна модель ринку допоміжних послуг);
- обсяги «обов'язкової генерації» (навантаження генераторів у режимі готовності до надання допоміжних послуг, обсяги генерації нерегульованих джерел виробництва електроенергії, мінімально допустиме навантаження ГЕС та інше);
- обсяги та вартісні показники окремих апріорі визначених системних обмежень;
- окремі баланси виробництва/споживання для дослідження способів структурування попиту на електроенергію.

Інформація про обов'язкові угоди вноситься безпосередньо користувачами системи як вхідні дані для аналізу.

Імітаційна модель, як складова середовища моделювання, має реалізовувати функціональну схему, наведену на рис. 3.5.

Моделі конкурентних сегментів ринку електроенергії (РДН та БР) мають здійснювати розрахунки використанням математичного апарату одностороннього аукціону. Цінова політика виробників електроенергії в цих моделях визначається подільними ціновими заявками, об'єднаними у функції ступінчатої пропозиції.

Для врахування системних обмежень слід реалізувати в моделі БР додаткову підсистему розв'язання системних обмежень. Системні обмеження у першій черзі впровадження системи можуть подаватися у формі множини «обов'язкових для завантаження» енергоблоків по зонам регулювання та обмеження на доступні обсяги генерації енергоблоками електростанцій. Числові значення цих обмежень вносяться користувачами в частині обов'язкових угод. Модель передачі, розподілу та споживання електроенергії має здійснювати розрахунки відповідних цін та тарифів

згідно методики «витрати плюс». Оскільки невідомі графіки покриття навантаження, сформовані в конкурентних сегментах ринку електричної енергії України (РДН та БР), то обов'язковою складовою Імітаційної моделі має бути модуль узгодження балансів по сегментам ринку електроенергії. Основною задачею цього програмного компоненту є формування множини заявок пропозиції електроенергії та коригування у цих заявках доступних обсягів за результатами попередніх розрахунків.



Рисунок 3.5. Функціональні вимоги до роботи імітаційної моделі, як складової середовища моделювання

Для цілей дисертаційного дослідження визначені наступні першочергові можливості, які має надавати імітаційна модель ринку електричної енергії України:

- здійснити розрахунок погодинних цін на електричну на сегментах ринку "на добу наперед" та на балансуєчому ринку
- здійснити розрахунок рівнів тарифів з послуг, які необхідні для транспортування, розподілу та постачання електричної енергії кінцевим споживачам;
- надати структуровані складові цін та тарифів на ринку електричної енергії
- здійснити розрахунок прогнозних цін та тарифів з урахуванням суміжних ринків палива та макроекономічних показників (інфляція, курс валют, індекс виробників та інше)
- отримати диференційовані по типах споживачів регіональні роздрібні ціни постачання електричної енергії споживачам, в тому числі послуги з розподілу електричної енергії;
- оцінити рівень цін у споживачів від долі електричної енергії, виробленої виробниками за "зеленим" тарифом.

До загальних прийнятих припущень, що мають використовуватися при моделюванні результатів роботи ринку електричної енергії віднесені наступні:

- купівля-продаж електричної енергії за двосторонніми договорами не здійснюється, крім купівлі гарантованим покупцем електричної енергії у виробників електричної енергії за "зеленим" тарифом та виробників на ТЕЦ;
- попит є нееластичним та дорівнює прогнозному графіку покриття навантаження, який розробляв ДП "Енергоринок" споживанню електричної енергії в ОЕС України (за виключенням експорту, споживання в АР Крим та споживання в НКТ) для кожної години розрахункової доби;
- пропозиції є всі доступні в ОЕС генеруючі потужності, з урахуванням графіку ремонтів та реконструкції блоків ТЕС;
- генеруючі потужності в АР Крим та НКТ участь в РДН не приймають;
- для участі на РДН виробники електроенергії подають «пропозиції» з урахуванням гарячого резерву та коефіцієнту корисного відпуску електричної енергії;
- ціни в пропозиціях виробників однакові у всіх годинах розрахункової доби;
- обсяги в пропозиціях АЕС, ГЕС, ГАЕС, ВДЕ, ТЕЦ дорівнюють їх фактичному графіку відпуску та виставляються як одна пропозиція відповідного типу виробника;
- пропозиції ВДЕ подає на РДН гарантований покупець;

-ціни в пропозиціях ГЕС, ГАЕС, ВДЕ, ТЕЦ дорівнюють “0”; ціна в пропозиціях АЕС дорівнює встановленому НКРЕКП тарифу; ціна пропозиції ТЕС не враховує умовно-постійні витрати; ціна пропозиції ТЕС враховує акцизний податок 3,2 % на електроенергію виробників, відповідно до вимоги п.215.3.9 “Податкового кодексу України”;

-для збалансованості обсягів купівлі-продажу електричної енергії на РДН, пропозиція ТЕС, яка визначає маржинальну ціну, може бути зменшена за обсягом відповідно до точки перетину кривих попиту та пропозицій;

- всі розрахунки здійснювались без урахування ПДВ.

Один із варіантів структури вартості електроенергії із значенням долі кожної із наведених складових в кінцевій ціні споживачів, отриманий за результатами імітаційного моделювання нової моделі ринку електроенергії України, наведено на рисунку 3.6 [8]. Слід зазначити, що складові розглянутих в розділі складових моделі розраховуються виходячи з погодинних витрат на відповідних сегментах ринку електричної енергії. В якості допущення розрахункового прикладу прийнято, що ціна електричної енергії на ринку формуватиметься як середньозважена цін купівлі: на ринку за двосторонніми договорами (до 75%), ринку “на добу наперед” (від 15%), внутрішньодобового ринку (5%) та балансуєчному ринку (5%) [91, 94]. При цьому деталізований опис структури вартості електроенергії для кінцевого споживача наведений у таблиці 3.1.



Рисунок 3.6 – Складові вартості електроенергії для споживача

Реалізація означених в роботі базових складових імітаційної моделі ринку електричної енергії України, створених на основі запропонованих підходів до

розрахунку вартості електроенергії, надає ефективний інструментарій для порівняльного аналізу наслідків прийняття управлінських рішень на різних етапах впровадження лібералізованої моделі ринку електроенергії в Україні.

Таблиця 3.1 – Розрахункові складові відпускнуго тарифу на електроенергію для промислового споживача

Тариф	Складові витрат	Доля
Середньозважена ринкова ціна		75%
Тариф на передачу	Діючий тариф НЕК "Укренерго"	2,484%
	Платіж гарантованому покупцю	3,483%
	Вартість втрат в мережах	2,988%
	Послуги балансууючого ринку	0,045%
	Всього на передачу	9%
Тариф на Диспетчерське управління	Диспетчеризація	0,15%
	Врегулювання системних обмежень	2,076%
	Вартість допоміжних послуг	0,474%
	Послуги адміністратора розрахунків	0,15%
	Послуги адміністратора комерційного обліку	0,15%
	Всього на Диспетчерське управління	3%
Тариф на розподіл	Діючий тариф на розподіл	1,375%
	Вартість втрат в мережах	2,795%
	Послуги балансууючого ринку	0,065%
	Послуги оператора системи передачі	0,765%
	Всього на розподіл	5%
Тариф на постачання	Діючий тариф на постачання	0,384%
	Послуги балансууючого ринку	0,448%
	Послуги оператора системи передачі	7,168%
	Всього на постачання	8%

Виконані в цьому розділі роботи дослідження стали основою розробки функціональна архітектура Системи імітаційного моделювання ринку електричної енергії України та відповідної розрахункової моделі. Більше детально складові моделей, а також результати апробації та підтвердження працездатності запропонованих рішень наведені в наступному розділі роботи.

3.4 Висновки до третього розділу

Визначені основні функції імітаційної моделі ринку електричної енергії, перелік вимог до вхідних даних, моделі розрахунків тарифів на послуги операторів системи передачі, розподілу та постачання. Показано, що у структурі вартості електроенергії виділяються три основні групи складових: вартість електроенергії на оптовому ринку, що формується із вартості закупівлі замовлених обсягів споживання; витрат, пов'язаних із врегулюванням технологічних обмежень в магістральних електричних мережах; витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактичними обсягами споживання; витрат на доставку електричної енергії кінцевому споживачу; а також вартості послуг постачальника електроенергії.

Показано, що моделювання лібералізованої моделі ринку потребує розрахунку значно більших складових порівняно із попередньою моделлю та потребує більший обсяг вхідної інформації. За результатами досліджень уточнено перелік основних погодинних фактичних та прогнозних вхідних даних, необхідних для моделювання роздрібного ринку електроенергії України. Розроблено моделі для розрахунку відповідних складових цін та тарифів на електричну енергію. Визначено вимоги до формування вхідних даних для моделювання та запропоновані функції підготовки даних щодо фактичних та прогнозних погодинних обсягів споживання з розбивкою по групах споживачів та класах напруги мереж до яких вони приєднані, а також планових погодинних обсягів технологічних витрат електричної енергії при її передачі та розподілі в електричних мережах.

Наведені в розділі підходи дозволяють визначити небаланси електричної енергії з розбивкою по групах споживачів та класах напруги електричних мереж, до яких вони підключені, а також небаланси електричної енергії, які виникають у операторів систем розподілу внаслідок купівлі-продажу електричної енергії на покриття технологічних втрат електричної енергії. Запропонована загальна архітектура імітаційної моделі ринку електричної енергії України та вимоги до функцій імітаційної моделі, як складової середовища моделювання.

РОЗДІЛ 4 ПОБУДОВА, АПРОБАЦІЯ ТА ПОДАЛЬШИЙ РОЗВИТОК ІМІТАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

4.1 Функціональна архітектура та складові засобів моделювання нового ринку електричної енергії України

За результатами виконаних теоретичних досліджень в роботі побудована імітаційна модель, що дозволяє вирішувати ряд та використовує цілу низку моделей, опис яких наведено в попередніх розділах роботи. Йдеться про моделі для формування заявок та пропозицій для цілей імітаційного моделювання, підготовки вхідних даних та їх класифікацію, склад та особливості мережевих та системних обмежень в ОЕС України за типами виробників електричної енергії; особливості моделювання балансуючого ринку в цілому, імітаційну модель балансуючого ринку для усунення системних обмежень, імітаційну модель балансуючого ринку для врегулювання небалансів, імітаційна модель ринку "на добу наперед", а також моделі розрахунку тарифів оператора системи передачі, тарифів на розподіл електричної енергії, інші тарифи.

Можливості імітаційної моделі розширені та вдосконалені в системі алгоритмічного моделювання результатів роботи нового ринку функціональна схема якої та основні функції, які виконують відповідні підсистеми наведені на рис.4.1. [94]

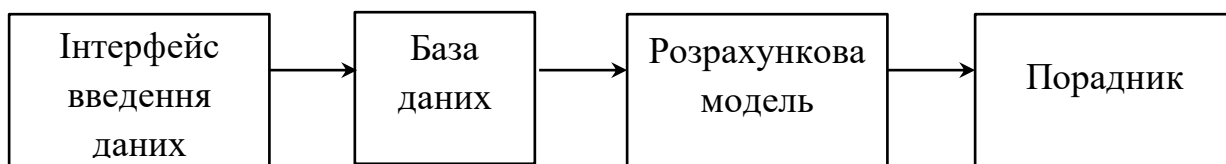


Рисунок 4.1 – Функціональна архітектура системи імітаційного моделювання.

Основними складовими архітектури системи моделювання є:

«Інтерфейс введення даних» – підсистема автоматичного (з інших баз даних) чи опосередкованого користувачем введення наявних ретроспективних або гіпотетичних даних.

«База даних» – підсистема накопичення та зберігання вхідних даних і профілів користувачів.

«Розрахункова модель» – підсистема імітаційного моделювання процесів ціно- та тарифоутворення в умовах лібералізованого ринку електроенергії.

«Порадник» – підсистема прогнозування вартості електроенергії.

Як показано на рис.4.1., система складається з чотирьох підсистем, які працюють послідовно та використовують результати у наведеній послідовності. Зокрема, для моделювання нового ринку електричної енергії використовуються вхідні данні, отримані з підсистем "Інтерфейс введення даних" та "База даних". Підсистема "Порадник" у свою чергу отримує на вході результати розрахунків, виконаних підсистемою "Розрахункова модель".

Підсистема "Інтерфейс введення даних" здійснює збір існуючої статистичної інформації в ринку, як в автоматичному режимі з відкритих джерел, так і за рахунок річного вводу оператора Системи. Ця інформація є вхідною для подальшого моделювання в підсистемі "Новий ринок", а також використовується користувачами для їх цілей. Ця підсистема є централізованою площадкою отримання всієї ринкової інформації щодо обсягів передачі, розподілу та постачання, цін та тарифів, які склалися за результатами роботи оптового ринку, а також базою прийнятих регуляторних і управлінських рішень.

Підсистема "База даних" орієнтована на надійне та безпечне зберігання конфіденційної інформації суб'єктів, як діючого оптового ринку, так і нового ринку електричної енергії. Данні, які користувач завантажує в "Банк даних" не доступні іншим користувачам. Ця підсистема дозволяє надавати користувачам великі масиви первинних даних в зручному для здійснення аналізу вигляді. Первинні данні використовуються системою для визначення похідної інформації в рамках моделювання та прогнозування цін та тарифів в умовах нового ринку але не є публічними. Таким чином, учасники ринку, які уточнюють первинні данні або надають свої прогнози щодо змін обсягів

споживання створюють синергетичний ефект при загальному моделюванні відповідних сегментів ринку.

Підсистема "порадник" надає електропостачальнику та споживачу інформацію щодо горизонтів цін та набору відповідних продуктів електричної енергії в короткострокових, середньострокових та довгострокових контрактах на купівлю-продаж електричної енергії на ринку. Електропостачальник повинен мати відповідні засоби оцінки можливого рівня фіксованої ціни на роздрібному ринку або навпаки можливості розрахунку можливих цін за двосторонніми договорами для можливості постачання електричної енергії споживачеві за ціною, яку цей споживач бажає отримати.

Такий інструмент враховує прогнозні ціни на відповідних сегментах ринку, їх волатильність, витрати електропостачальника від купівлі-продажу небалансів на балансуєчому ринку, ціни та тарифи на послуги з передачі та розподілу електричної енергії, маржинальний прибуток електропостачальника, та інші складові ціни, за якою планується здійснення постачання електричної енергії споживачеві.

Визначення ціни контракту для споживачів на розрахунковий рік здійснюється за наступної формулою [95], грн./МВт·год:

$$\mathcal{C}^K = \left(T_{\text{осп}} + T_{\text{оср}} \right) + \mathcal{C}_{\text{еп}}^{\text{п}} + \mathcal{C}_{\text{ее}},$$

де $T_{\text{осп}}$ – прогнозний або встановлений Регулятором тариф оператор системи передачі на розрахунковий період, грн./МВт·год;

$T_{\text{оср}}$ – прогнозний або встановлений Регулятором тариф оператор системи розподілу на розрахунковий період, грн./МВт·год;

$\mathcal{C}_{\text{еп}}^{\text{п}}$ – ціна послуги електропостачальника, грн./МВт·год;

$\mathcal{C}_{\text{ее}}$ – середньозважена ціна електричної енергії, яка придбаватиметься електропостачальником на всіх відповідних сегментах ринку електричної енергії, в тому числі за двосторонніми договорами, грн./МВт·год.

Ціна послуги електропостачальника розраховується за наступною формулою, грн./МВт·год:

$$\mathcal{C}_{\text{ЕП}}^{\text{п}} = \mathcal{C}_{\text{ЕП}}^{\text{в}} \times K_{\text{ЕП}}^{\text{р}},$$

де $\mathcal{C}_{\text{ЕП}}^{\text{в}}$ – ціна витрат електропостачальника на здійснення діяльності з постачання електричної енергії, грн./МВт·год;

$K_{\text{ЕП}}^{\text{р}}$ – коефіцієнт ризику, який збільшує ціну послуг електропостачальника з метою врахування відповідних ризиків від здійснення постачання електричної енергії відповідному споживачу, у.о ≥ 1 . Коефіцієнт ризику потребує додаткових досліджень та буде описаний в наступних статтях співавторів цієї статті.

Попит на електричну енергію в новому ринку здебільшого визначають електропостачальники на підставі графіків споживання електричної енергії споживачами. Як правило, електропостачальник здійснює постачання більш ніж одному споживачеві. На ринку електричної енергії електропостачальник купує на відповідних сегментах та за двосторонніми договорами необхідний обсяг електричної енергії для всіх своїх споживачів. При цьому, купівля або продаж обсягів електричної енергії за двосторонніми договорами, на ринку на добу наперед та внутрішньодобовому ринку здійснюється на підставі прогнозних погодинних обсягів споживання, а купівля або продаж електричної енергії на балансуєчому ринку здійснюється на підставі різниці фактичного споживання згідно даних приладів обліку всіх споживачів електропостачальника та договірних обсягів електричної енергії придбаних на ринку [4].

Розрахункові функції, закладені в підсистемі " Порадник " дозволяє електропостачальнику визначити ціну та обсяги електричної енергії, які можуть бути встановлені в договорі на постачання з відповідним споживачем, за умови забезпечення маржинального прибутку цього електропостачальника. Крім того, така модель використовується для визначення цін та обсягів в заявках електропостачальника, які він подає на відповідних сегментах ринку електричної енергії, а також за двосторонніми

договорами, що в свою черго, визначає реальний попит на електричну енергію саме споживачами і має обмежувати бажання учасників ринку електричної енергії необґрунтовано збільшувати свій маржинальний прибуток.

Підсистема " Розрахункова модель " побудована на основі імітації функцій ринкових сегментів у лібералізованій моделі [91, 94]. Функціональна схема роботи Імітаційної моделі наведена на рис. 4.2.

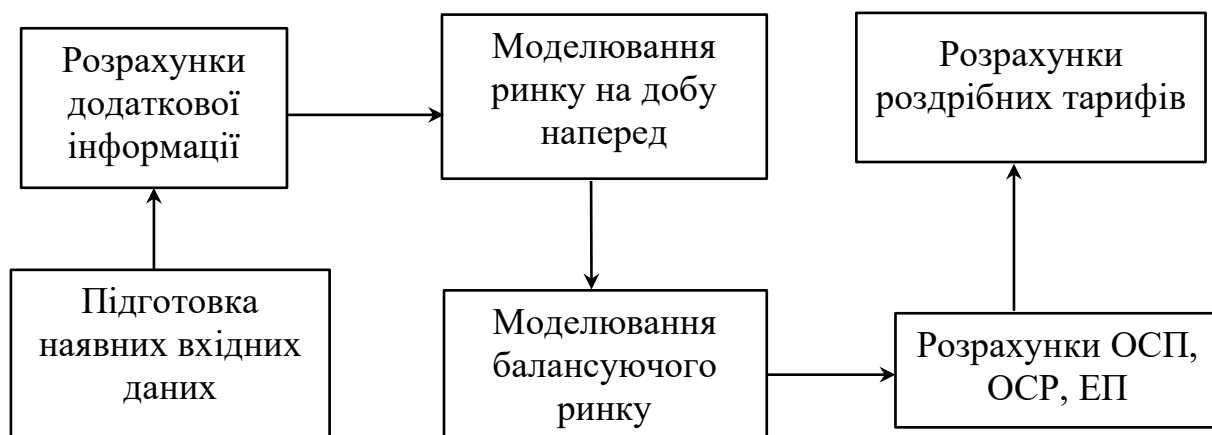


Рисунок 4.2 – Функціональна схема роботи імітаційної моделі

Далі розглянемо більш детально окремі модулі функціональної схеми роботи Імітаційної моделі.

Функціональний модуль " Підготовка входних даних " здійснює попередню обробку та структурування входних даних, отриманих від підсистем " Інтерфейс введення даних " і " База даних ".

Модуль " Розрахунки додаткової інформації " використовує для формування масиву входних даних, які необхідні для процесу імітаційного моделювання, але відсутні в попередній моделі ринку електричної енергії. Опис моделі формування таких даних наведено в Розділі 3 дисертаційної роботи.

Модуль імітаційного моделювання ринку " на добу наперед" визначає погодинні ринкові ціни в цьому сегменті. Імітаційна модель РДН подається як група не зв'язаних між собою погодинних торгів і описана в Розділі 2 дисертаційної роботи.

Модуль "Моделювання балансуєчого ринку" здійснює розрахунки, які мають на меті розв'язати дві задачі: визначити вартість врегулювання системних обмежень системним оператором та визначити погодинні ціни за небаланси, які купує або продає сторона, відповідальна за баланс. Таким чином, модуль включає в себе два різних рівні розрахунків, особливості яких описані в Розділі 2 дисертаційної роботи.

Вхідними даними для формування множин погодинних цінових пропозицій на РДН та БР є наступні інформаційні шари:

- технічні та економічні характеристики засобів виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії;
- інформація про прогнозовані та фактичні стани готовності до участі у процесах виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії;
- вартісні показники енергоресурсів;
- інформація про стратегію щодо участі у різних сегментах ринку електроенергії.

Модуль «Розрахунки ОСП, ОСР та ЕП» визначає відповідні надбавки до вартості електроенергії, які вносяться учасниками ринку, відповідальними за передачу, розподіл та постачання електричної енергії. На відміну від попередньої моделі оптового ринку в Україні з системою тарифоутворення за принципами «витрати +», в новій моделі тарифи монополій з надання послуг містять і ринкову складову: витрати на купівлю електричної енергії для покриття втрат при передачі та розподілу мережами, небаланси електричної енергії, які виникають в наслідок відхилення погодинних обсягів фактичного споживання та купівлі на ринку електричної енергії.

Модуль «розрахунків роздрібних тарифів» визначає остаточну вартість електроенергії для кінцевого споживача. Зокрема, ціна електричної енергії для кінцевого споживача визначається сума всіх витрат електропостачальника при здійсненні

постачання електричної енергії відповідному споживачу. Особливості процедури розрахунку роздрібних тарифів наведені в Розділі 3 дисертаційної роботи.

На рис.4.3. наведена розширена послідовність виконання розрахунків в розробленій імітаційній моделі.

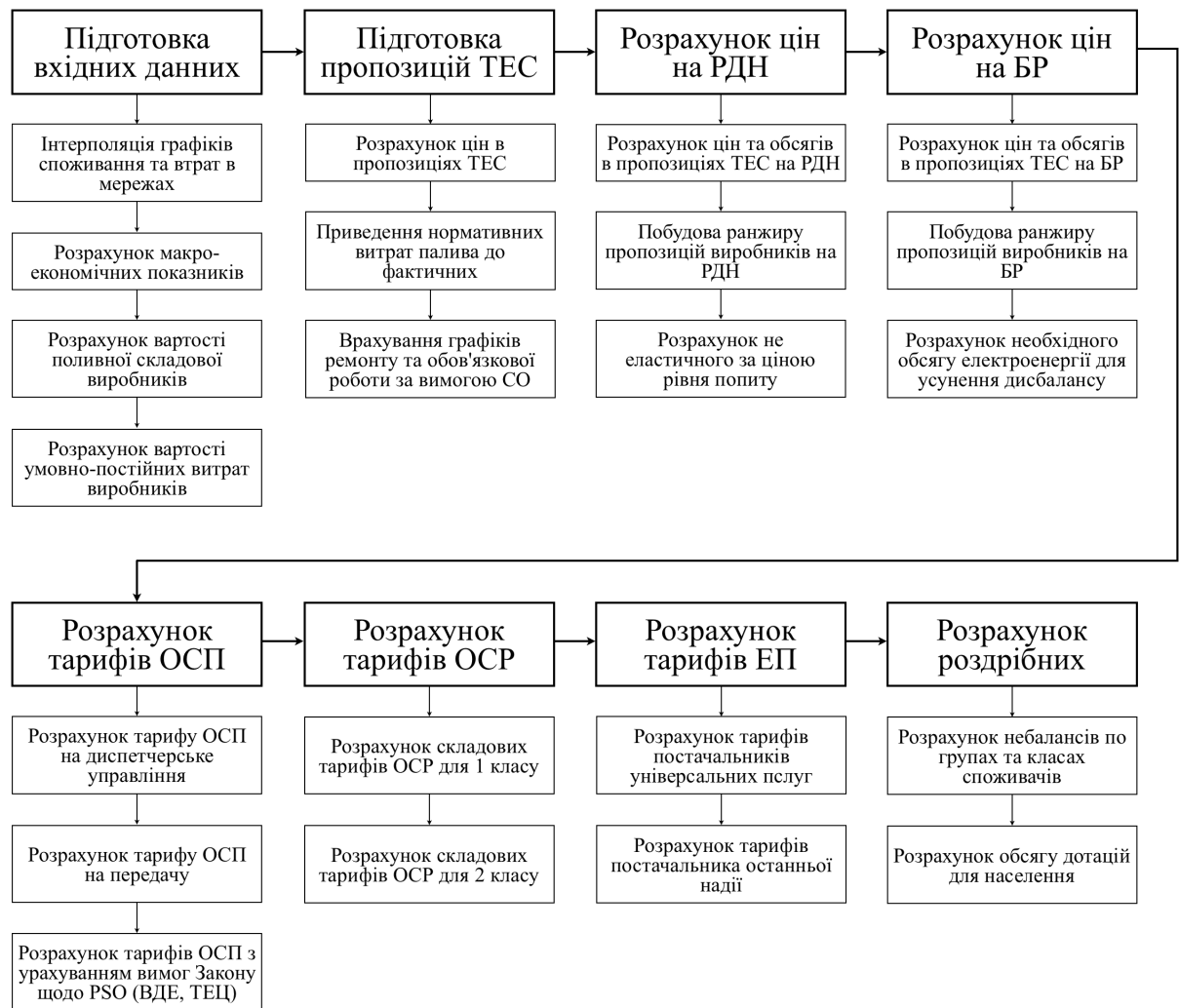


Рисунок 4.3 – Послідовність та основні складові виконання розрахунків в імітаційній моделі

Практична реалізація розрахункової моделі виконана засобами MICROSOFT EXCEL 2016 та MICROSOFT VISUAL BASIC. Всі вхідні дані внесені в таблиці MICROSOFT EXCEL та використовуються MICROSOFT VISUAL BASIC для розрахунку цін на електричну енергію, яка купується та продається на ринку "на добу

наперед" та балансує ринку. Розрахунок тарифів на послуги з передачі, розподілу та постачання, а також роздрібні тарифи розраховуються в MICROSOFT EXCEL. Архітектура розробленого програмного засобу наведена на рис.4.4.



Рисунок 4.4 – Архітектура розрахункової моделі

Розроблена розрахункова модель використана в якості складової Комп'ютерна програми "Платформа алгоритмічного моделювання для учасників ринку електричної енергії "Equant Cloud" ("Equant Cloud") , на яку отримано відповідне авторське свідоцтво та свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір, що наведені в Додатку В дисертаційної роботи.

4.2 Практичні розрахунки та підтвердження адекватності розроблених моделей та засобів моделювання

Для підтвердження адекватності розрахунків Імітаційної моделі в ДП "Енергоринок" був проведений порівняльний аналіз цін на електричну енергію вироблену на ТЕС, які склалися на ОРЕ попередньої моделі ринку електричної енергії та цін отриманих за результатами розрахунків в розробленій імітаційній моделі.

Метою проведення порівняльного аналізу є визначення похибки розрахунку ціни на електричну енергію в імітаційній моделі у порівнянні з ціною, яка склалася на діючому оптовому ринку електричної енергії, та оцінка адекватності вибору складу генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження отриманого за результатами розрахунків в Імітаційній моделі.

Результати проведеного аналізу були опрацьовані ДП "Енергоринок", НКРЕКП та ДП "НЕК "Укренерго", які прийшли до висновку, що розраховані результати в Імітаційній моделі на електричну енергію в рамках ринку "на добу наперед" та балансуєчному ринку є адекватними та можуть використовуватись для оцінки наслідків від зміни моделі функціонування ринку електричної енергії в Україні, що підтверджено відповідним Протоколом засідання тимчасової робочої підгрупи з верифікації імітаційної моделі ринку електричної енергії (Додаток Б).

Для здійснення порівняльного аналізу цін на електричну енергію виробленої на ТЕС, ціни отримані в результаті розрахунків в Імітаційній моделі порівнювалися з граничними цінами системи, що склалися на діючому оптовому ринку електричної енергії у відповідному періоді. Для представлення результатів порівняльного аналізу обрано 22 грудня 2016 року, як найбільш репрезентативний день роботи ОЕС України в період з 01.10.2016 по 31.12.2016. Порівняльний аналіз здійснювався для кожної години обраної доби.

До перелік спільних вихідних даних для обох моделей відноситься: попит на електроенергію; графіки покриття навантаження АЕС, ТЕЦ, ГЕС, ВДЕ; ціни та калорійність палива (вугілля, газ, мазут); графік ремонтів блоків ТЕС.

Перелік вихідних даних, які не були приведені в Імітаційній моделі у відповідність до вихідних даних, які використовувалися в ОРЕ: номери блоків ТЕС, які повинні бути в роботі за вимогою системних обмежень (в Імітаційній моделі встановлювалась обов'язкова робота блоків за принципом економічної обґрунтованості); питомі витрати умовного палива на відпущену електричну енергію; резерви потужності. На рис 4.5. наведено результат аналізу похибки розрахунку цін на електричну енергію вироблену на ТЕС за результатами виконаного моделювання.

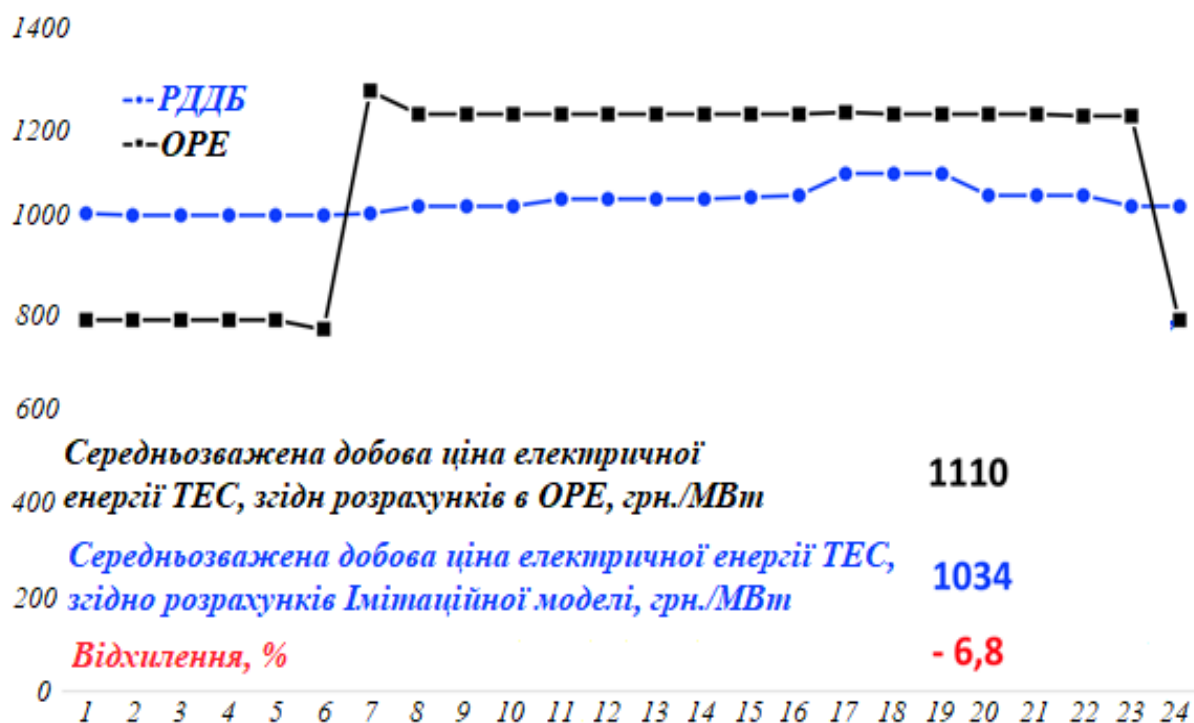


Рисунок 4.5 – Графіки цін на електричну енергію, які склалися для виробників на ТЕС за результатами роботи ОРЕ та Імітаційної моделі

Для проведення аналізу похибки розрахунку цін електричної енергії виробленої на ТЕС порівнювалися погодинні та середньозважені добові ціни.

У зв'язку з особливостями правил роботи ОРЕ безпосереднє порівняння погодинних цін на електричну енергію вироблену на ТЕС, не дає можливості оцінити похибку розрахунків в імітаційній моделі. Це пов'язано з тим, що ціна в нічній та денній зонах визначається за різними умовами згідно правил ОРЕ. Так з метою більшої

диференціації цін частина витрат перенесена в денну зону (холостий хід), в нічній зоні ціна електричної енергії ТЕС не відображає в повній мірі реальні витрати ТЕС. В цілому, як свідчать результати роботи ОРЕ, в грудні місяці 2016 року ціни в більшості годин були сформована на ринкових умовах (по найдорожчому блоку, без досягнення граничного обмеження на ціну електричної енергії).

Графік погодинних цін на електричну енергію ТЕС в ОРЕ показує, що ціна в ОРЕ впродовж доби має значну різницю між денною та нічною зонами. Водночас, графік погодинних цін ТЕС в Імітаційній моделі має лише незначні коливання, впродовж всієї доби. На прикладі 17 години (денна зона) 22 грудня 2016 року ціна на електричну енергію ТЕС, що увійшли до графіку навантаження на діючому оптовому ринку, склала 1 217 грн./МВт*год. Ціна електричної енергії виробленої на ТЕС, що увійшли до графіку навантаження отриманого в результаті розрахунку в Імітаційній моделі склала 1 090 грн./МВт*год. При цьому, відхилення цін у нічній зоні має протилежний знак. Так, наприклад о 3 годині 22 грудня 2016 року ціна на електричну енергію ТЕС в ОРЕ склала 782 грн./МВт*год., а за результатами розрахунку в Імітаційній моделі 1003 грн./МВт*год.

Причини відхилення цін у годинах доби:

- цінові заявки ТЕС в ОРЕ в денній зоні покривають витрати, які не були покриті в нічні години доби;
- умовно-змінні витрати виробників в ОРЕ розраховуються на підставі питомих витрат на рівні прийнятого завантаження блоків, а в імітаційній моделі питомі витрати однакові для кожного блоку по всіх годинах доби та встановлені для максимального рівня завантаження блоку.

Виходячи з вищенаведеного для визначення похибки розрахунку цін на електричну енергію вироблену на ТЕС, більш коректним є порівняння середньозважених добових цін. На прикладі 22 грудня 2016 року середньозважена добова ціна на електричну енергію ТЕС, що увійшли до графіку навантаження ОРЕ склала 1 110 грн./МВт*год. Середньозважена добова ціна на електричну енергію виробленої на ТЕС, що увійшли до графіку навантаження отриманого в результаті розрахунку в Імітаційній моделі склала

1 034 грн./МВт*год. Відхилення середньозваженої добової ціни становить 6,8 %. Зважаючи на рівень отриманого за розрахунками відхилення, можна зробити припущення, що похибка в розрахунках цін на електричну енергію вироблену на ТЕС в Імітаційній моделі не перевищує 10 %.

Також під час апробації розробленої моделі виконано аналіз адекватності вибору складу генеруючого обладнання ТЕС, що наведено в Додатку Б до дисертаційної роботи.

На рисунку 4.6. наведений погодинний графік цін, який склався за результатами моделювання торгів на РДН з використанням розробленої імітаційної моделі.

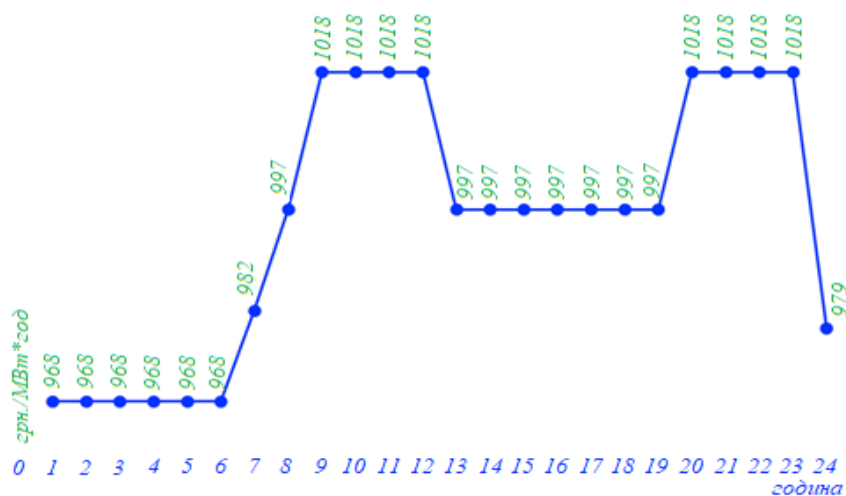


Рисунок 4.6 – Погодинний добовий графік ціни за моделювання роботи РДН

Як видно з наведених графіків результати моделювання роботи РДН України в новій моделі ринку фактично співпадають з результатами роботи цього сегменту ринку електричної енергії після початку його функціонування, що підтверджує адекватність запропонованих моделей розрахунку результатів роботи РДН на основі сформованих вхідних даних.

Як приклад результатів розрахункових обсягів споживання різних груп споживачів, на рис. 4.7. наведений приклад погодинного добового графіку споживання населенням, промисловими споживачами підключеними до мереж 2-го класу напруги та промисловими споживачами підключеними до мереж 1-го класу напруги для отриманих результатів роботи РДН, що наведені на рис.4.7.

Як показано на рис.4.7., доля кожної групи споживачів електроенергії у структурі графіку навантаження суттєво змінюється протягом доби. Тому при розв'язанні задач прогнозування цін та тарифів необхідно здійснювати окремий аналіз для кожної з таких груп.

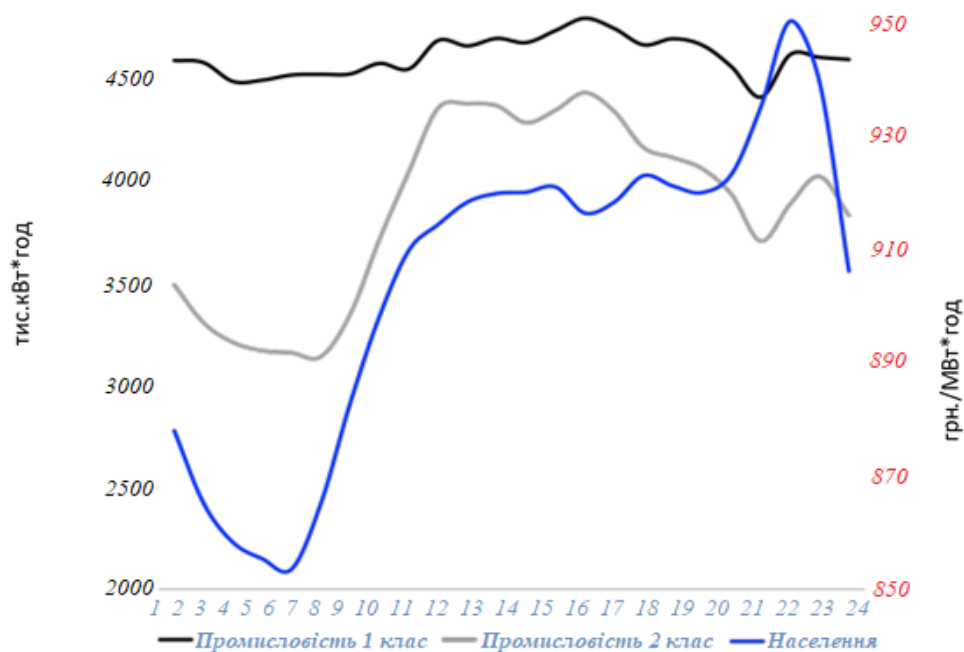


Рисунок 4.7 – Приклад результатів розрахункових обсягів споживання різних груп споживачів.

За результатами досліджень та виконаних практичних розрахунків на основі закладених в модель даних виконано розрахунок зміни роздрібних тарифів у споживачів та їх порівняння для попередньої моделі ОРЕ України, перехідного періоду впровадження нового ринку електричної енергії в Україні та його повномасштабної роботи (рис. 4.8).

Результати моделювання складових роздрібних тарифів в лібералізованій моделі ринку та їх порівняння для попередньої моделі ОРЕ України для періодів з 2017 до 2022 роки на ведена в Додатку Б дисертаційної роботи.

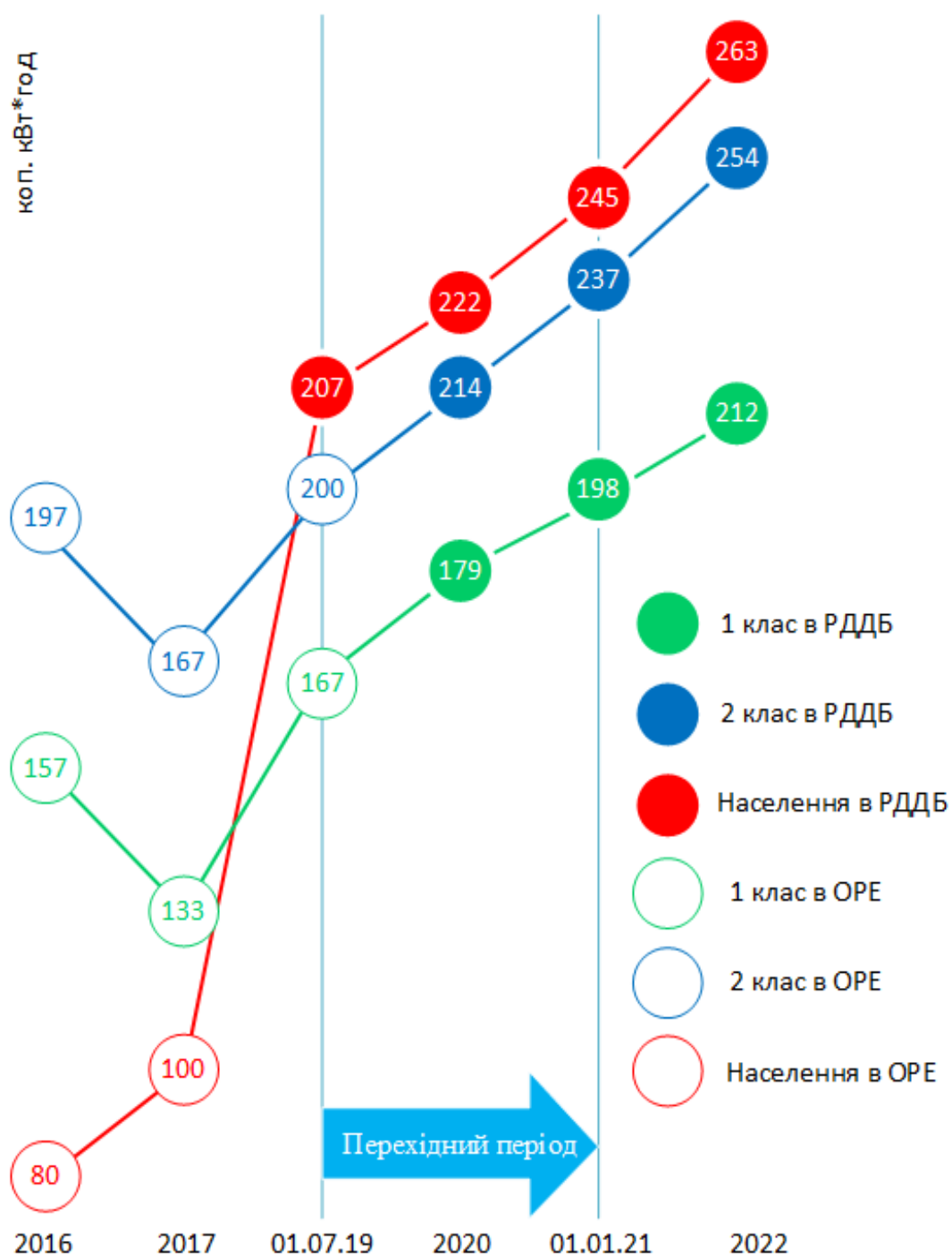


Рисунок 4.8 – Приклад результатів моделювання роздрібних цін у споживачів

4.3 Моделювання процесів купівлі-продажу гарантованим покупцем електричної енергії на ринку з урахуванням прогнозу погодинного відпуску електроенергії виробниками ВДЕ.

Одним з важливих напрямків подальшого розвитку розроблених в роботі методів та засобів моделювання є її використання та розширення з метою моделювання результатів роботи організованих сегментів ринку електричної енергії та кінцевих цін для споживачів електричної енергії в умовах зростання частки відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) [96, 97] в загальному балансі ОЕС України [98].

Україна ще у 2009 році взяла на себе зобов'язання на рівні Закону купувати за «зеленим» тарифом всю електричну енергію, вироблену з відновлювальних джерел. Таке зобов'язання держава зафіксувала до 2030 року [99]. При цьому, зміна моделі ринку електричної енергії у 2019 році не мала це зобов'язання порушити. Серед головних постулатів підтримки, які Україна обіцяла інвесторам визначені наступні [1, 99, 100]:

- 1) Купівля за «зеленим» тарифом;
- 2) Купівля електричної енергії єдиним державним підприємством;
- 3) Сто відсотків та своєчасність розрахунків за куплену електричну енергію.

Таким чином, в новій моделі ринку було передбачено створення нового державного підприємства, яке повинно купувати за «зеленим» тарифом всю електричну енергію у виробників з альтернативних джерел в повному обсязі і джерела визначенні в Законі для гарантування повного розрахунку [100-102].

Створена модель стимулювання розвитку відновлювальних джерел в Україні є не ринковим механізмом, але механізмом, який гарантує взяті на державу зобов'язаннями.

Механізм роботи гарантованого покупця не є новим в світовій практиці, але форма та спосіб реалізації такого механізму є ноу-хау Українського законодавств. Найбільш схожим механізмом є діючий в Республіці Італії. Італійська модель не стала еталоном для української, але викладені в ній основні засади з 01 липня 2019 року були прийняті. Кабінет Міністрів України створив державне підприємство на вимогу Закону [1] і в Україні було започатковано обіцяна для інвесторів модель підтримки розвитку

відновлювальної енергетики. Принципова схема купівлі-продажу електричної енергії гарантованим покупцем та руху компенсаційного платежу від оператора системи передачі наведена на рис.4.9.

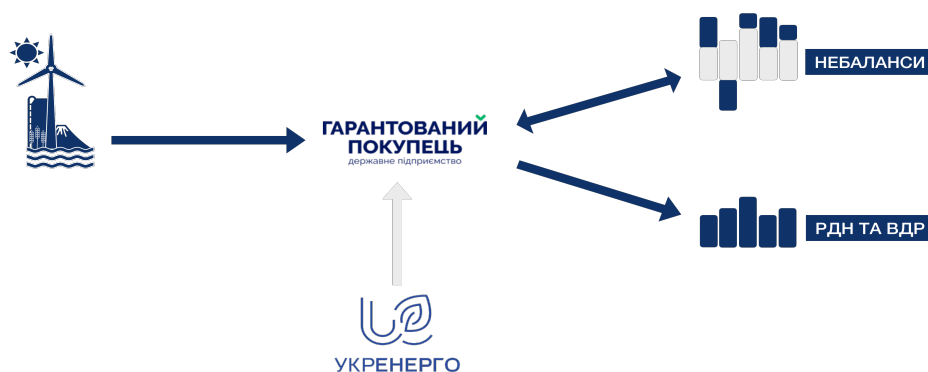


Рисунок 4.9 – Загальна схема купівлі-продажу електричної енергії гарантованим покупцем та руху компенсаційного платежу від оператора системи передачі.

Як видно з рисунку 4.9, сумарний платіж залежить від різниці доходів на реалізацію електричної енергії на організованих сегментах ринку нового ринку та компенсації від оператора системи передачі «зеленого» тарифу.

Нова модель ринку електричної енергії передбачає суб'єктну відповідальність від відхилення фактичних обсягів відпуск від прогнозних, які виробники з альтернативних джерел не виконали по відношенню до прогнозних.

Головним кроком переходу між моделлю оптового ринку єдиного покупця до початку нової моделі ринку електричної енергії, стало запровадження балансуєчого ринку і, як наслідок врегулювання небалансів оператору системи передачі з учасниками ринку. Купівля-продаж електричної енергії, як небалансу, є головною умовою моделі європейського законодавства.

На рисунку 4.10 наведена принципова схема купівлі продажу електричної енергії як небаланс гарантованим покупцем. Гарантований покупець є стороною, яка відповідає за всі небаланси учасників його балансуєчої групи [100, 101]. При цьому, відповідальність за небаланси розраховується як сальдоване значення всіх фактичних відхилень від прогнозного графіку кожного виробника з альтернативних джерел[100].

Учасники балансуєної групи компенсують гарантованому покупцю витрати, які він поніс під час врегулювання небалансів з адміністратором розрахунків.



Рисунок 4.10 – Загальна схема купівлі-продажу електричної енергії гарантованим покупцем при купівлі-продажу електричної енергії як небаланс.

В новому ринку електричної енергії Гарантований покупець купує всю вироблену з ВДЕ (крім домогосподарств) та продає на РДН/ВДР та постачальникам універсальної послуги. Згідно із чинним законодавством, Гарантований покупець за покладеними на нього спеціальними обов'язками для забезпечення загальносуспільних інтересів (ПСО) [102] компенсує різницю між «зеленим» тарифом та ринковою вартістю електроенергії шляхом закупівлі необхідних обсягів електроенергії у ДП НАЕК «Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» на спеціалізованих аукціонах із подальшим їх перепродажем на РДН та ВДР. Різницю між «зеленим» тарифом та ціною РДН (+ небаланси) гарантованому покупцю компенсує НЕК Укренерго через тариф на передачу.

Доля ВДЕ у виробництві електроенергії в Україні збільшилася з 3,4% у 2019 році до 7,9% за три квартали 2020 року. В той же час частка відпуску вугільними ТЕС та ТЕЦ знизилася з 37% у 2019 році до 32,4% за три квартали 2020 року.

Збільшення прогнозованих обсягів електроенергії електростанціями з ВДЕ призводить до витіснення пропозиції від електростанцій інших типів та стимулює зниження граничної ціни на РДН. У свою чергу, точка рівноваги між попитом та пропозицією електроенергії у сегменті РДН є точкою нульового дисбалансу для графіка пропозиції у сегменті БР. Таким чином, збільшення прогнозованих обсягів електроенергії електростанціями з ВДЕ призводить до зниження ціни для початкової позиції вибору потужностей «на завантаження» та «на розвантаження» у сегменті БР та стимулює зниження вартості небалансів між прогнозованими та фактичними

значеннями виробництва і споживання електроенергії. Паралельно із тенденціями до зниження ринкової вартості електроенергії, ВДЕ також створюють негативний вплив як на режим ОЕС України, так і на процеси функціонування сегментів українського ринку електроенергії. Характерною особливістю виробництва електроенергії з ВДЕ є низька точність прогнозування відпуску, обумовлена стохастичним характером цих джерел виробництва електроенергії та низькою точністю прогнозування графіків їх роботи. Середня похибка прогнозування виробництва електроенергії на добу наперед з ВДЕ, зокрема фотовольтаїчними та вітровими станціями в Україні складає приблизно 35% за оцінками Міністерства енергетики України.

Таким чином важливим чинником збільшення вартості «зеленої енергії» є дисбаланс між прогнозованими та фактичними обсягами виробництва електроенергії об'єктами ВДЕ. Суттєві відхилення в обсягах виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ призводять до потреби у збільшенні величини резервів виробничих потужностей електростанцій під потреби регулювання режиму ОЕС України, а також збільшення обсягів небалансів між прогнозованими та фактичними значеннями виробництва електроенергії. В результаті зменшуються обсяги пропозиції від виробників електроенергії, доступні для продажу у сегментах РДН та БР, що у свою чергу стимулює збільшення граничних цін у цих ринкових сегментах. За умов запровадження ринку допоміжних послуг вартість викуплених ОСП у цьому сегменті обсягів маневрових потужностей на потреби регулювання режиму ОЕС України враховується у тарифі ОСП [103]. Таким чином збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України додатково призводить до збільшення тарифу ОСП в частині витрат на придбання допоміжних послуг [104]. Вочевидь, що незадовільна точність прогнозування обсягів виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ також призводить збільшення обсягів небалансів між прогнозованим та фактичним значеннями виробництва електроенергії [105]. Це, у свою чергу, спричиняє збільшення обсягів виробничих потужностей, які ОСП залучає на «завантаження» чи «розвантаження» енергоагрегатів електростанцій у сегменті БР. В

результаті збільшується загальна вартість небалансів електроенергії, що спричиняє збільшення вартості електроенергії для кінцевого споживача.

Під час аналізу впливу об'єктів ВДЕ на процеси функціонування сегментів ринку електроенергії слід також враховувати способи покриття «зелених» тарифів. Так вартість електроенергії, виробленої об'єктами ВДЕ в приватних домогосподарствах, закладається безпосередньо у тариф ОСП. Оскільки електростанції з ВДЕ, окрім домогосподарств, входять до складу балансувальної групи, в якій стороною, відповідальною за баланс (та за відповідні розрахунки з виробниками електроенергії) є Гарантований покупець, то Гарантований покупець, враховуючи прогнози виробників, формує короткостроковий прогноз сумарного відпуску всією балансувальною групою та по кожній станції окремо. Для участі в організованих сегментах ринку Гарантованому покупцю необхідні прогнози сумарного відпуску з упередженням від 1 до 48 год [105]. В окремих випадках, за умов затримки в передачі фактичних даних від виробників горизонт прогнозування може збільшуватись.

Виконані дослідження та імітаційні розрахунки дозволили визначити, що за умов запровадження нової моделі ринку електричної енергії в Україні та досягнення запланованих в енергетичній стратегії України на період до 2035 року показників доля виробництва ВДЕ в ціні електричної енергії для кінцевого споживача може сягнути 40%, що призведе до значного підвищення цін на електричну енергію. Крім того створювані небаланси ВДЕ призводитимуть до ще більшого зростання цін на електричну енергію в частині тарифу на передачу ОСП за рахунок як оплати виробленої ВДЕ електричної енергії, так і збільшення створюваних ними небалансів. З огляду на це актуальною та вкрай важливою задачею є дослідження рівня цін та тарифів які є економічно вигідними та обґрунтованими для України, що потребує вирішення проблеми прогнозування вироблення електричної енергії ВДЕ для більш точного формування їх пропозиції для участі на РДН України, зменшення створюваних ними небалансів на балансувальному ринку, визначення обсягу допоміжних послуг з регулювання частоти в ОЕС України.

Виходячи із аналізу процесів функціонування на ринку електричної енергії основна задачею ГП є реалізація соціальних гарантій для окремих категорій учасників ринку електроенергії. Тому для Гарантованого покупця нормативними актами чітко визначені процедури взаємодії з іншими учасниками ринку. Формалізований опис взаємодії Гарантованого покупця з іншими учасниками ринку електроенергії міститиме лише систему обмежень рівності та нерівності, які відтворюють визначений нормативними актами порядок участі в окремих ринкових сегментах. В той же час цільова функція для визначення інтересів Гарантованого покупця в сегментах ринку електроенергії фактично відсутня. За таких умов неможливо сформулювати раціональну модель взаємодії Гарантованого покупця з іншими учасниками в усіх ринкових сегментах.

Для Гарантованого покупця найбільш ефективною вбачається розробка стратегії участі в ринкових сегментах, яка призводила б до мінімізації ринкової вартості електроенергії. Проте, як показав попередній аналіз, рішення такої оптимізаційної задачі не надає об'єктивний результат з огляду на високі ризики, пов'язані з низьким рівнем якості прогнозу відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ. Дійсно, принципово можливо подати оптимізаційну модель розрахунку Гарантованого покупця за відпущену станціями з ВДЕ електроенергію цільовою функцією зведення до нуля різниці між вартістю відпущеної електроенергії та отриманої від торгівлі електроенергією вигоди за виключенням штрафних санкцій за допущені небаланси. Так само принципово можливо подати оптимізаційну модель участі Гарантованого Покупця у спеціалізованих аукціонах сегменту двосторонніх договорів цільовою функцією зведення до нуля різниці між прогнозованим обсягом компенсації «зелених тарифів» та прогнозованою вигодою від перепродажу викупленої на спеціалізованих аукціонах електроенергії. Інший шлях – не моделювати наведені вище процеси взаємодії рішенням оптимізаційних задач, а враховувати їх результати відповідними обмеженнями рівності при моделюванні участі Гарантованого покупця в інших ринкових сегментах. Використання системи обмежень рівності дозволяє зменшити обсяги обчислювальних дій при рішенні задачі імітації результатів участі Гарантованого покупця в сегментах ринку електроенергії. З іншої

сторони, подання процесу участі Гарантованого покупця на спеціалізованих аукціонах та процедури розрахунку за відпущену електроенергію у формі окремих оптимізаційних задач дозволяє створити розрахункову модель, більш адаптивну до зміни нормативних актів, якими регламентується діяльність Гарантованого покупця.

Обидва підходи мають приводити до однакових результатів і в обох випадках можливе означення цілей, яких має досягнути Гарантований покупець. На противагу цьому неможливо однозначно визначити критерії ефективної участі Гарантованого покупця в організованих сегментах ринку електроенергії України в умовах невирішеності проблеми якості прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ. Тому замість формування раціональної моделі ефективності дій Гарантованого покупця більш доцільно використовувати поведінкову модель дій в ринкових сегментах, яка відображатиме суб'єктивний характер оцінки ризиків, пов'язаних із неточністю прогнозу обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ. У цьому випадку раціональна функція мінімізації ринкової вартості електроенергії замінюється функцією «умовної очікуваної корисності», тобто формою міркування, у якій Гарантований покупець, виходячи з припущення щодо можливості точного прогнозування фактичних значень обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ та граничних цін в організованих сегментах ринку електроенергії України розраховує ймовірність зовнішніх подій, а отже і корисність, як функцію наслідків власних дій. У даному випадку ймовірність окремих подій матиме невизначений характер, оскільки Гарантований покупець насправді не здатний впливати на ряд зовнішніх чинників, а може лише прогнозувати їх вплив з деяким рівнем точності. Тому і рішення Гарантованого покупця ґрунтуватимуться на суб'єктивному припущенні про контроль над зовнішніми чинниками.

Для приблизної оцінки ризиків, пов'язаних із неточністю прогнозування обсягів відпуску електроенергії станціями з ВДЕ достатньо використовувати функцію лінійного розподілу очікуваної корисності, визначення якої вимагає проведення окремих досліджень. Для уточненого аналізу слід використовувати функцію суб'єктивної очікуваної корисності, яка, за відсутності достовірних аналітичних чи статистичних

даних, дозволяє використовувати суб'єктивні вагові коефіцієнти на основі експертних оцінок щодо впливу відхилень в обсягах відпуску електроенергії станціями з ВДЕ чи відхилень у структурі попиту і пропозиції на ринкову вартість електроенергії.

Концепція моделювання процесів купівлі-продажу електричної енергії гарантованим покупцем на ринку передбачає моделювання його участі на РДН, ВДР, розрахунок вартості його небалансів за результатами роботи балансуючого ринку, виконання розрахунків з виробниками ВДЕ, а також іншими учасниками ринку згідно з ПСО [102]. Аналіз пропонується здійснювати шляхом порівняння різних варіантів балансу між попитом та пропозицією електроенергії (рис.4.121).

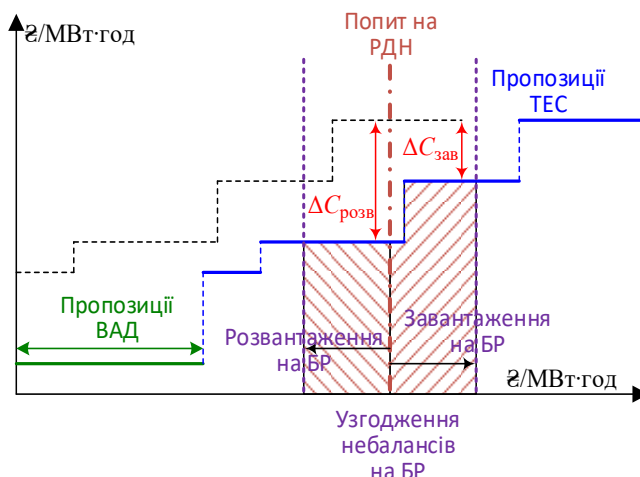


Рисунок 4.11 – Приклад визначення балансу між попитом та пропозицією електроенергії на РДН та БР

В якості основного критерію для порівняння обрано вартість електроенергії для кінцевого споживача, оскільки на значення цього параметру комплексно впливають всі процеси функціонування ринку електроенергії України.

Розрахунки складових вартості електроенергії для кінцевого споживача слід здійснювати шляхом імітаційного моделювання процесів балансування попиту та пропозиції в сегментах ринку електроенергії з подальшим розрахунком вартості електроенергії чи послуг за сформованого балансу.

Імітація процесів взаємодії між учасниками ринку електроенергії реалізується використанням поведінкових моделей основних категорій таких учасників: виробників,

оператора системи передачі, операторів систем розподілу, постачальників та балансуючої групи Гарантованого покупця. Для кожної категорії учасників ринку електроенергії визначаються типи ресурсів, які подаються на торгівельні сесії у заданих для кожної такої категорії учасників ринкових сегментах.

Чисельні розрахунки виконуються з використанням ретроспективної інформації, що дозволяє сформулювати адекватні моделі відношень між попитом та пропозицією в різних ринкових сегментах. З цією метою формуються інформаційні зрізи статистичних даних за добу окремо для робочих і вихідних днів у зимовий, літній та весняно/осінній періоди року. Результати розрахунків по кожному із зазначених інформаційних зрізів використовуються для формування річних показників функціонування ринку електроенергії, що дозволяє врахувати основні фактори впливу особливостей структури виробництва і споживання електроенергії в різні періоди року на баланси між попитом і пропозицією та процеси функціонування окремих ринкових сегментів.

Моделювання впливу ВДЕ на кінцеву вартість електроенергії здійснюється використанням поведінкової моделі Гарантованого покупця. Поведінкова модель Гарантованого покупця формується на основі функціональних складових його участі в окремих ринкових сегментах та взаємодії з іншими учасниками ринку електроенергії.

За результатами досліджень виділено три основні групи функцій Гарантованого покупця в ринкових сегментах, які впливають на кінцеву вартість електроенергії для кінцевого споживача: функції реалізації пропозиції електроенергії, функції розрахунку небалансів, функції компенсації «зелених» тарифів та функції розрахунку з виробниками електроенергії.

Функції реалізації пропозиції електроенергії імітують участь Гарантованого покупця у сегментах ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. В сегменті РДН Гарантований покупець здійснює продаж прогнозованих обсягів відпуску електроенергії з ВДЕ та обсягами відпуску електроенергії атомними електростанціями та гідроелектростанціями, необхідними для компенсації «зелених» тарифів. Значення прогнозованих обсягів відпуску електроенергії також використовуються для розрахунку

додаткових обсягів резерву виробничих потужностей на потреби регулювання режиму ОЕС України. У сегменті внутрішньодобового ринку Гарантований покупець купує чи продає електроенергію з метою зменшення обсягів небалансів на основі уточненого (за кілька годин до реалізації) прогнозу відпуску електроенергії об'єктами низьковуглецевої енергетики. До функцій компенсації «зелених» тарифів віднесені розрахунок обсягів електроенергії, які Гарантований покупець має викупити у ДП НАЕК «Енергоатом» та ПраТ «Укргідроенерго» з подальшим її перепродажем у сегменті ринку «на добу наперед» для отримання надходжень, достатніх для розрахунку з виробниками, які працюють за «зеленим» тарифом. У тих випадках, коли обсягів виробництва електроенергії недостатньо для повної компенсації «зелених» тарифів та виконання інших обов'язків ПСО, здійснюється розрахунок величини надбавки до тарифу Оператора системи передачі. Вочевидь, що у разі зміни ПСО необхідним є уточнення або введення нових функцій розрахунку компенсації «зелених» тарифів. Група функцій імітації процесу розрахунків з виробниками електроенергії, що працюють за «зеленим тарифом», призначена для визначення сумарної вартості фактично виробленої об'єктами низьковуглецевої енергетики електроенергії та обсягу штрафів, які Гарантований покупець має утримувати з цих об'єктів за допущені останніми небаланси.

За результатами моделювання виділяються чисельні характеристики основних наслідків збільшення обсягів відпуску електроенергії з відновлювальних джерел на кінцеву вартість електроенергії, зокрема чисельні характеристики тенденції до:

- зниження граничних цін в сегментах ринку «на добу наперед», внутрішньодобового та балансуючого ринків зі збільшенням обсягів пропозиції у цих сегментах;
- збільшення обсягів та вартості допоміжних послуг на регулювання режимів ОЕС України;
- скорочення пропозиції електроенергії та збільшення граничних цін в організованих сегментах ринку електроенергії внаслідок збільшення обсягів резервування виробничих потужностей на потреби регулювання режимів ОЕС України;

- збільшення тарифу оператора системи передачі внаслідок збільшення обсягів допоміжних послуг, необхідних для регулювання режимів ОЕС України, та додаткових витрат на компенсацію «зеленого» тарифу у випадках недостатніх для виконання обов'язків ПСО обсягів пропозиції від атомних електростанцій;

- збільшення граничних цін на балансуєчому ринку внаслідок збільшення обсягів небалансів, спричинених в результаті неточних прогнозів виробництва електроенергії відновлювальними джерелами.

Безпосереднє навантаження на тариф ОСП з боку Гарантованого покупця – один із важливих критеріїв порівняльного аналізу впливу об'єктів ВДЕ на ринкову вартість електроенергії.

При виконанні імітаційного моделювання процесів функціонування сегментів ринку електроенергії України взаємодія Гарантованого покупця з іншими учасниками ринку формується наступними діями: він здійснює купівлю електроенергії у виробників з ВДЕ; здійснює продаж прогнозованих обсягів виробництва електроенергії на електростанціях з ВДЕ у сегменті РДН; за уточненим прогнозом виробництва електроенергії об'єктами ВДЕ здійснює балансування шляхом додаткового продажу чи купівлі необхідних обсягів електроенергії в сегменті ВДР; отримує від ОСП нарахування на допущені небаланси між законтракованими та фактичними обсягами виробництва електроенергії; перекладає відповідальність за допущені понад нормативні значення похибки у прогнозах відпуску електроенергії на відповідальних за такі похибки виробників; продає ОСП послугу балансування виробників електроенергії з ВДЕ.

В імітаційній моделі ринку електроенергії України вплив виробників електроенергії з ВДЕ моделюється наступними ринковими діями: продаж всієї виробленої електроенергії Гарантованому покупцю; закупівля у Гарантованого покупця електроенергії для споживання власних потреб електростанції з ВДЕ; відповідальність у визначених Гарантованим покупцем обсягах за допущені понад нормативні значення небаланси між прогнозованим та фактичним значенням виробництва електроенергії.

Аналіз впливу електростанцій з ВДЕ на ринкову вартість електроенергії в Україні повинен здійснюватись з використанням засобів прогнозування виробництва електроенергії ВДЕ та засобів моделювання функцій ринку електроенергії України (рис.4.12) [106, 107].

Модуль прогнозу виробництва електроенергії ВДЕ здійснює моделювання таких даних: агрегований погодинний графік на добу наперед виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ; довірчі інтервали прогнозу агрегованого графіка виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ; середньоквадратична похибка прогнозу.



Рисунок 4.12 – Схема розрахунку впливу ВДЕ на ринкову вартість електроенергії

Агрегований погодинний графік відпуску електроенергії на добу наперед електростанціями з ВДЕ використовується для визначення обсягів продажу електроенергії ГП у сегменті РДН [106]. Значення довірчих інтервалів прогнозу дозволяють розрахувати обсяги купівлі/продажу електроенергії ГП у сегменті ВДР. Значення середньоквадратичної похибки використовуються для розрахунку обсягів небалансів, допущених внаслідок неточності прогнозування виробництва ВДЕ. У свою чергу, обсяги небалансів використовуються для моделювання процедур врегулювання небалансів у сегменті БР та розрахунку вартості таких небалансів. Розраховані дані використовуються для моделювання поведінки Гарантованого покупця в засобах моделювання процесів функціонування сегментів ринку електроенергії України. За результатами такого моделювання визначаються наступні основні показники: вартість електроенергії для кінцевого споживача як основний критерій порівняльного аналізу варіантів впливу

електростанцій ВДЕ на ринкову вартість електроенергії; триф Гарантованого покупця, який відображає обсяги платежів електростанціям з ВДЕ; обсяги відшкодувань електростанціями з ВДЕ похибки у прогнозуванні виробництва електроенергії понад нормативні значення. Наведені показники є найбільш індикативними при порівнянні різних варіантів впливу на ринок електроенергії як електростанцій з ВДЕ в цілому, так і для окремих об'єктів з ВДЕ.

Вплив електростанцій з ВДЕ на ціни та тарифи слід визначати шляхом порівняльного аналізу результатів функціонування ринку електроенергії України без участі та за участі таких виробничих потужностей. Порівняння варіантів з різними обсягами виробництва електроенергії об'єктами ВДЕ слід здійснювати використанням розрахованих для цих варіантів значень вартості електроенергії для кінцевого споживача. Такий підхід до аналізу дозволяє, за потреби, досліджувати вплив на ціни і тарифи як окремих об'єктів ВДЕ, так і «зеленої» енергетики загалом.

В загальному випадку моделювання та прогнозування впливу зміни обсягів виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ на ціни та тарифи, що формуються на ринку електричної енергії України передбачає реалізацію наступних функцій: моделювання функцій окремих ринкових сегментів, зокрема РДН та БР; моделювання процесів функціонування сегменту роздрібного ринку електричної енергії; прогнозування відпуску електроенергії виробниками ВДЕ; узгодження балансів виробництва/споживання електроенергії. Моделювання та прогнозування впливу зміни обсягів виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ на ціни та тарифи, має здійснювати розрахунок цін та тарифів у порядку їх формування в новій моделі ринку електричної енергії України, що запропонована в роботі, з урахуванням ВДЕ. При цьому слід здійснювати розрахунок вартості електроенергії для кінцевого покупця за результатами моделювання як процесів купівлі/продажу електроенергії в сегментах ринку, так і додаткових нарахувань, зумовлених наданням учасниками ринку відповідних послуг. Структура взаємодії між сегментами та учасниками ринку електроенергії у такій задачі відображається структурою складових тарифу на

електроенергію, який формується у сегменті роздрібного ринку за моделями наведеними в Розділі 3 роботи.

Виходячи із окреслених чинників концепція моделювання та прогнозування впливу зміни обсягів виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ на ціни та тарифи, що формуються на ринку електричної енергії України, повинна створюватись на основі функцій моделювання балансу попиту/пропозиції в окремих ринкових сегментах. За результатами функціональної взаємодії цих модулів має формуватись сукупний баланс виробництва/споживання електроенергії та розраховуватись вартість електроенергії для кінцевого споживача. В основу моделі мають бути закладені елементи поведінкових моделей учасників ринку, кожен з яких має свої інтереси щодо участі у торгах в окремих ринкових сегментах з метою купівлі/продажу електроенергії чи послуг. В лібералізованих моделях ринків електроенергії оптимальна ринкова рівновага між попитом та пропозицією визначається рішенням задачі максимізації соціального добробуту учасників ринку з урахуванням, за потреби, окремих технологічних обмежень. В умовах функціонування ОЕС України до таких чинників відноситься передусім вимога максимально можливого задоволення попиту споживачів електроенергії. До системи технологічних вимог також віднесені: вимога дотримання балансу між виробництвом та споживанням електроенергії; вимога підтримки операційної безпеки в частині резервування виробничих потужностей на потреби регулювання режиму ОЕС України, та вимога дотримання обмежень на обмін електроенергією в магістральних та міждержавних лініях. За результатами імітаційного моделювання функцій ринку електроенергії для кожного учасника формуються складові вартості куплених електроенергії чи послуг, а також складові вигоди від продажу електроенергії чи послуг. Для рішення задачі дослідження впливу ВДЕ на ринкову вартість електроенергії, використовується передусім вартість електроенергії у кінцевого споживача. Крім того, для оцінки потенційних наслідків реалізації різних регуляторних рішень, здійснюється аналіз результатів балансуєчої групи Гарантованого покупця, як сторони, відповідальної за баланс для промислових ВДЕ.

4.4 Висновки до четвертого розділу

За наведеними в попередніх розділах дисертаційної роботи результатами досліджень розроблена комп'ютерна модель, в якій поєднані створені засобами об'єктного-орієнтовного програмування розрахункові модулі, універсальні табличні редактори та бази даних. Сформована функціональна схема, наведена послідовність та основні складові виконання розрахунків в розробленій імітаційній моделі, сформована архітектура комп'ютерної розрахункової моделі.

Для підтвердження адекватності розроблених моделей та відповідних засобів моделювання виконані розрахунки на фактичних даних з метою визначення розбіжностей розрахунку ціни на електричну енергію в імітаційній моделі у порівнянні з ціною, яка склалася на діючому оптовому ринку електричної енергії, та оцінки адекватності вибору складу генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження. Показано, що запропоновані засоби моделювання відображають основні принципи ціно- та тарифоутворення на сегментах нової моделі ринку відповідно до положень Закону України "Про ринок електричної енергії України", що дозволило на етапі впровадження нової моделі ринку використовувати її для первинної оцінки результатів запровадження такого ринку. Виконано порівняльну оцінку зміни роздрібних цін у споживачів внаслідок переходу від попередньої моделі ОРЕ України до нового ринку електричної енергії в Україні та його повномасштабної роботи.

3. Запропоновано структуру моделі комплексного аналізу процесів купівлі-продажу Гарантованим покупцем електричної енергії на ринку з урахуванням прогнозу погодинного відпуску електроенергії виробниками ВДЕ та розроблених в роботі моделей і засобів моделювання функцій ринку електричної енергії України з метою аналізу впливу зростання частки ВДЕ в балансі ОЕС України на ринкову вартість електричної енергії та кінцеві ціни для споживачів.

ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить раніше не захищені наукові положення та отримані автором результати розв'язання актуальних науково-практичних задач дослідження процесів функціонування електроенергетичної системи в умовах лібералізованого ринку електричної енергії шляхом удосконалення існуючих та розроблення нових моделей, методів та засобів імітаційного моделювання функцій організованих сегментів та роздрібного ринку електричної енергії за умов неповноти вхідної інформації з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України. Під час виконання роботи отримано такі наукові та практичні результати.

1. Виконано аналіз відмінностей нової моделі ринку електричної енергії України від попередньої, за результатами якого визначено загальні вимоги до складових та функцій імітаційної моделі такого ринку, допущення та обмеження для практичного моделювання результатів роботи ринку електричної енергії.

2. Обґрунтовано склад вхідних даних для імітаційного моделювання окремих сегментів лібералізованого ринку електричної енергії України, які характеризують техніко-економічні особливості виробництва, передачі і споживання електроенергії в ОЕС України, та розроблено математичні залежності для розрахунку окремих даних в умовах неповноти вхідної інформації, що дозволило підвищити ступінь адекватності моделювання роботи такого ринку до його запровадження в Україні. Запропоновано загальну архітектуру імітаційної моделі ринку електроенергії України.

3. Розроблено моделі розрахунку результатів роботи РДН, дворівнева імітаційна модель для розрахунку результатів роботи БР з урахуванням вирішення системних обмежень ОЕС України, врегулювання дисбалансів між попитом та пропозицією на ринку, використання яких забезпечило оптимальний вибір складу генеруючого обладнання для покриття фактичного електроспоживання ОЕС України в умовах впровадження нової моделі ринку електричної енергії.

4. Уточнено структуру тарифів для споживачів різних категорій та розроблено моделі врахування впливу функцій передачі та розподілу електричної енергії операторами магістральних і розподільних мереж на результати функціонування роздрібного ринку електричної енергії, що дозволило підвищити ступінь адекватності

оцінки наслідків регуляторних та управлінських рішень в електроенергетиці в період переходу до лібералізованого ринку електричної енергії.

5. За результатами теоретичних досліджень запропоновано архітектуру, визначено складові та створено засоби моделювання лібералізованого ринку електричної енергії України. Отримано авторське свідоцтво на комп'ютерну програму "Платформа алгоритмічного моделювання для учасників ринку електричної енергії "Equant Cloud".

6. Підтверджено адекватність запропонованих моделей та реалізованих засобів моделювання шляхом виконання порівняльних розрахунків на статистичних даних щодо техніко-економічних показників роботи ТЕС. Виконано розрахунок зміни роздрібних тарифів у споживачів та їхнє порівняння для попередньої моделі оптового ринку, перехідного періоду впровадження нового ринку електричної енергії в Україні та його повномасштабної роботи, що дозволило дослідити структуру та перспективи розвитку цього сегменту ринку з урахуванням як результатів роботи організованих сегментів ринку електроенергії, так і результатів функціонування суміжних ринків палива, а також макроекономічних показників української економіки.

7. Запропоновано структуру моделі розрахунку на основі розроблених в роботі моделей варіантів впливу виробників з відновлюваних джерел енергії, які входять до балансуючої групи Гарантованого покупця, на ринкову вартість електричної енергії та кінцеві ціни для споживачів. Запропоновано шляхи подальшого розвитку розроблених моделей та засобів для аналізу впливу зростання частки ВДЕ в балансі ОЕС України на ринкову вартість електричної енергії з урахуванням прогнозу відпуску електричної енергії виробниками з ВДЕ.

Отримані результати роботи знайшли використання під час виконання науково-дослідних робіт Інституту електродинаміки НАН України, розробці складових концепції та технічного завдання на створення автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електроенергії України, під час дослідження впливу виробників з ВДЕ на вартість електричної енергії в ДП «Гарантований покупець». Практична значимість підтверджується Протоколом засідання тимчасової робочої підгрупи з верифікації імітаційної моделі ринку електричної енергії з представників ДП «Енергоринок», НЕК «Укренерго», НКРЕКП.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про ринок електричної енергії: Закон України № 2019-VIII від 13.04.2017 р.
2. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства: Закон України від 15.12.2010 № 2787-VI (2787-17).
3. Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії: Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 р. №1789.
4. Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.11.2007 №1056-р.
5. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2009. С. 15 – 22.
6. Борукаев З. Х., Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Модели для определения прогнозной оптовой цены покупки электроэнергии в условиях изменения цен на рынках энергоносителей. *Міжвідомчий науково-технічний збірник «Адаптивні системи автоматичного управління»*. 2015. № 2(26). С.35 – 43.
7. Борукаев З. Х. Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Математическое обеспечение методики расчета прогнозной оптовой цены электроэнергии на оптовом рынке. *Енергетика та електрифікація*. 2015. Вип. 9 (385). С. 33 – 43.
8. Ventosa M, Baillo A., Ramos A., Rivier M. Electricity market modeling trends// *Energy Policy*. 2005. # 33 (7). P. 897-913 doi: [10.1016/j.enpol.2003.10.013](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.013)
9. Lin J., Magnago F. *Electricity Markets: Theories and Applications*// IEEE Press Series on Power. 2017. p.p. 352.
10. Momoh J., Mili L. *Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems*// Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2009. p.p. 277. DOI:10.1002/9780470529164

11. Hogan W. Electricity market structure and infrastructure. *Time on Energy Policy Conference*. Harvard University. 2008.
12. Hobbs B.F. Linear complementarity models of Nash–Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2001. Vol. 16. no. 2. P. 194 – 202.
13. Mantysari P.. Electricity Marketplaces. *EU Electricity Trade Law*. Springer, Cham. 2015. P. 169 – 346.
14. Cramton P. Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*. 2017. 33.4. P. 589 – 612.
15. Srivastava A. Electricity markets: an overview and comparative study. *International Journal of Energy Sector Management*. 2011. P. 169 – 200.
16. Santos G. Masem: EPEX SPOT Day-Ahead market integration and simulation. *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 18th International Conference on. IEEE*. 2015. P. 1 – 5.
17. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. Вип. 25. 2010. С. 5 – 13.
18. Блінов І.В., Попович В.І. Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 3(26). С. 5 – 11.
19. Кириленко А. В., Прихно В. Л. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2009. С. 3 – 10.
20. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделирование оптимальных режимов работы электрических станций в условиях балансирующего рынка. *Технічна електродинаміка. Тематичний вип. «Проблеми сучасної електротехніки»*. Ч. 3. 2010. С. 44 – 47.
21. Blinov I., Parus E. Approach of Reactive Power Pricing for Ancillary Service of Voltage Control in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on*. 2014. P. 145 – 148.

22. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.
23. Саух С.Е. Математическая модель равновесного состояния нового конкурентного рынка электрической энергии Украины//*Электронное моделирование*. 2017. Т. 39, № 6. С. 3-14.
24. Саух С.Е. Методология и методы математического моделирования энергетики в рыночных условиях// *Електронне моделювання*. — 2018. — Т. 40, № 3. С. 3-32.
25. Саух С.Є., Борисенко А.В. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. — К.: «Три К». 2020. — 340 с.
26. Saukh S.; Borysenko A. Representation of Transmission and Distribution Networks in the Mathematical Model of the Electricity Market Equilibrium// 2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE). 2019. doi: 10.1109/CPEE47179.2019.8949116
27. Saukh S.; Borysenko A. Modelling of market equilibrium on the basis of Smart Grid market system decomposition//2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2020. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160333
28. Замулко А. І., Чернецька Ю. В. Методи порівняльного аналізу ефективності операторів систем розподілу електричної енергії// *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 3. С. 35-43.
29. Zamulko A.; Veremiichuk Y; Mahnitko A. Assessment of potential electricity demand aggregation at Ukrainian electricity market //IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2020. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160194
30. Денисюк С.П. Енергетичний перехід – вимоги якісних змін у розвитку енергетики//2019. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. № 1. С. 7-28.

31. Дерев'янка Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 3. С.61-69.
32. Кулик М.М., Згуровец О.В., Дрьомін І.В. Можливості використання акумуляторних батарей для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями// *Науково-прикладний журнал Відновлювана енергетика*. 2018. № 3 (54). С. 3-14
33. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81 – 88.
34. Блінов І.В. Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережевих обмежень на біржі електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 2(25). С. 49 – 53.
35. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Е.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. № 3. С. 5 – 12.
36. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: теоретичний огляд. *Електропанорама*. 2012. № 6. С. 36 – 39.
37. Парус Є.В., Блінов І.В. Складові імітаційної моделі процесів ціноутворення на ринку електричної енергії України // *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2019. вип. 53. С. 28–34.
38. Ostapchenko K.B., Lisovychenko O.I., Borukaiev Z.Kh., Regulatory Mechanism Model to Stimulate Companies in the Single Buyer Wholesale Market// *Elektron. model*. 2019. 41(6). P.37-48
39. Борукаев З.Х., Остапченко К.Б., О.И. Лисовиченко. Концепция построения информационно-технологической платформы проектирования систем поддержки принятия решений для организационного управления энергорынком//*Адаптивні системи автоматичного управління*. 2018. №1 (32). С. 3-14.

40. Борукаев З.Х., Остапченко К.Б. Построение математической модели функционирования оптового рынка электроэнергии для решения задач организационного управления// *Электронное моделирование*. 2007. №2. Т. 29. С. 73-84.
41. Борукаев З.Х. Подход к построению компьютерных моделей для оперативного (суточного) планирования поставок электрической энергии в условиях оптового рынка. Часть 1. Формулировка задачи / З.Х. Борукаев, К.Б. Остапченко, О.И. Лисовиченко // *Моделювання та інформаційні технології*: зб. наук. праць. - К.: 2012. Вип. № 63. С. 192 - 198.
42. Шульженко С.В. Особливості врахування граничних періодів прогнозування на базі динамічної моделі математичного програмування розвитку генеруючих потужностей атомної енергетики// *Проблеми загальної енергетики*. 2015. №2. С.32-38
43. Закон України «Про електроенергетику». Відомості Верховної Ради України (ВВР), 1998, № 1, ст.1. Закон втратив чинність на підставі Закону № 2019-VIII від 13.04.2017, ВВР, 2017, № 27-28, ст.312
44. Куцан Ю.Г., Іванов Г.А. Эволюция рынка электрической энергии Украины. Пути трансформации и ожидаемые результаты // *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. № 78. С. 15–21.
45. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. К: 2017. 312 с. ISBN 978-966-02-8331-2.
46. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
47. Євдокімов В. А. Система державного регулювання електроенергетичного сектору в Україні: особливості формування та функціонування / В. А. Євдокімов // *Наукові праці : науково-методичн. журнал*. Вип. 252. Т. 263. Державне управління. – Миколаїв : Вид-во ЧДУ ім. Петра Могили, 2015. – С. 64–69.

48. Іванов Г.А. Особливості моделювання лібералізованого роздрібного ринку електричної енергії України // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 3. С. 7-13.
49. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А.. Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування // *Електронне моделювання*. 2017. № 5. С. 71–79.
50. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC// *Official journal of the European Union*. 2009. L211. P. 55 – 93.
51. Левінгтон І. Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ). *Електропанорама*. 2009. №1-2. С. 40 – 44.
52. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р.
53. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блинов И.В., и др. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко. К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.
54. Блінов І.В Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Вісник НАН України*. 2013. №6. С. 81 – 87.
55. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України О.В. Кириленко. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с. ISBN 978-966-02-7913-1.
56. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №307 від 14.03.2018 «Про затвердження Правил ринку».
57. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №308 від 14.03.2018 «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» .

58. Про затвердження Кодексу систем передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309.
59. Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності зі здійснення функцій гарантованого покупця. Постанова НКРЕКП від 27.12.2017 № 1471 (ред. від 09.10.2019)
60. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.
61. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №312 від 14.03.2018 «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії».
62. Іванов Г.А. Імітаційна модель ціно- та тарифоутворення в новому ринку електричної енергії // Збірник тез науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ. 2018. С. 12-14.
63. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4-5. С. 8–12.
64. Sleisz A., Sores P., Raisz D. Algorithmic Properties of the All-European Day-Ahead Electricity Market. 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14). Krakow. Poland. May 2014.
65. Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence. OSCOGEN. 2002. 29 p.
66. Laszlo V. Regional market integration. Why and how. Magyar Energia Hivatal. 2006. 22 p.
67. Блінов І.В., Парус Є.В. Особливості використання функцій чистого експорту при врахуванні мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». *Технічна електродинаміка*. 2015. №6. С.63 – 68.

68. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережових обмежень в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. Вип. 45. С. 34 – 39.
69. EuroPEX Position Paper on Cross-Border Congestion Management and Market Coupling. 6th of October 2006. URL: <http://www.energy-exchanges.eu/public/20061006-pm-europex.pdf>
70. Trilateral market coupling algorithm, March 2006.
71. Elspot Market Regulations. Nord Pool Spot Physical Market. Nord Pool Spot AS. 2011. Version 1. 7 p.
72. Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion: ‘Decentralized Market Coupling’. Paper by EuroPEX, Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum, 8 July 2003.
73. ENTSO-E Capacity Auction Specification Document Implementation Guide. ENTSO-E. 2010. Version 1.0. 38 p.
74. Блінов І.В., Парус Є.В. Спосіб реалізації аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів між ринками електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 56 – 58.
75. Блінов І.В., О.Б. Рибіна, Є.В. Парус, С.Є. Танкевич. Математична модель розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками електричної енергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. Вип. 37. С. 125 – 130.
76. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311.
77. Блінов І.В., Парус Є.В. Вимоги до математичного забезпечення балансуючого ринку електричної енергії України. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 30 – 32.
78. Баталов А.Г., Денисевич К.Б., Олефір Д.О. Перспективи створення і розвитку балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2010. Вип 25. С. 14 – 20.

79. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 33. С. 128 – 133.
80. Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення втрат електростанцій при наданні допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 33. С. 142 – 148.
81. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии. Утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ и Балтии 12.10.2007 г.
82. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова.
83. UCTE (ENTSO-E) Operation Handbook. P3 – Policy 3: Operational Security. 2009. 21 p.
84. Кулик М.М., Кириленко О.В. Стан та перспективи гідроенергетики України // *Технічна електродинаміка* 4: 56–64, 2019.
85. Іванов Г.А., Блінов І.В. Складові процесу імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії України// *Електричні мережі та системи*. 2018. № 4-5. С. 58-62.
86. Блінов І.В. , Парус Є.В. , Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2016. – № 45. – С. 34–39.
87. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч. *Електропанорама*. 2012. № 7-8. С. 25 – 27.

88. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним врахуванням мережевих обмежень енергетичних систем // *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С 60-67.
89. Кириленко О.В., Блінов І.В. Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 2. С. 36 – 43.
90. Блінов І.В. , Парус Є.В. , Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахуванням системних обмежень на параметри режиму ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 72–79.
91. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine// 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2019. P. 339-342.
92. Блінов І.В., Іванов Г.А. Способи формування ключових вхідних даних для імітаційного моделювання цін та тарифів у новій моделі ринку електричної енергії // *Промелектро*. 2017. № 3. С. 54–57.
93. Річний огляд діяльності Державної інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної та теплової енергії за 2016 рік. — <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245196539>
94. Ievdokimov V., Ivanov H., Blinov I. Theoretical and practical approaches to imitation modeling of the new electricity market in Ukraine// CIGRE. SEERC Colloquium - Kyiv 2018. 2018. Paper № 1-21. P.8.
95. Євдокімов В. А., Іванов Г.А. Методи визначення обсягів та цін на електричну енергію в контрактах в умовах лібералізованого ринку// *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Вип. 81. С. 142-152.
96. Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis — Version 14.0. URL: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
97. Renewable power generation costs in 2018// International Renewable Energy Agency (IRENA). 2019. С.88.

98. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С 52-61.
99. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV
100. Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Постанова НКРЕКП від 26.04 2019 року № 641 у редакції постанови НКРЕКП 13 грудня 2019 року N 2802
101. Методика формування кошторису гарантованого покупця, затвердженої постановою НКРЕКП від 26.04 2019 року № 641.
102. Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії постановою Кабінету Міністрів України від 5 червня 2019 р. № 483 в редакції постанови Кабінету Міністрів України від 9 грудня 2019 р. № 1003.
103. Аналітичний звіт до питання розвитку ВЕС та СЕС в складі ОЕС України // ДП НЕК «Укренерго». 2018. С. 11.
104. Буткевич О.Ф., Юнєєва Н.Т., Гурєєва Т.М. До питання про розміщення накопичувачів енергії в ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. 2019. № 6. С. 59-64.
105. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії // *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Вип. 54: 5-12, 2019.
106. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72-75.
107. Ivanov H. A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine // *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. P. 49-52.

ДОДАТОК А

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2016. – № 45. – С. 34–39 (**фахове видання**). *(Здобувачем сформовано вимоги до взаємодії між функціями в моделях сегментів ринку електроенергії України)*

2. Іванов Г.А. Особливості моделювання лібералізованого роздрібного ринку електричної енергії України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 3. С. 7-13. (**фахове видання**).

3. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А. . Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування // Електронне моделювання. 2017. № 5. С. 71–79. *(Здобувачем розроблено моделі розрахунку роздрібних тарифів на ринку електричної енергії України).*

4. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахуванням системних обмежень на параметри режиму ОЕС України // Технічна електродинаміка. 2017. № 6. С. 72–79. (**фахове видання** включене до бази даних, **Scopus**). *(Здобувачем розроблено моделі вирішення системних обмежень та врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку).*

5. Євдокімов В. А., Іванов Г.А. Методи визначення обсягів та цін на електричну енергію в контрактах в умовах лібералізованого ринку//Моделювання та інформаційні технології. 2017. Вип. 81. С. 142-152. (**фахове видання**) *(Здобувачем виконано моделювання обсягів небалансів постачальників на балансуючому ринку з урахуванням графіків за двосторонніми договорами).*

6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним врахуванням мережевих обмежень

енергетичних систем // *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С 60-67. (**фахове видання категорії «А»**, включене до бази даних, **Scopus**) (Здобувачем досліджено впливу допоміжних послуг на результати роботи ринку «на добу наперед», сформовані вимоги та підготовлені вхідні дані для цілей моделювання).

7. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії // *Технічна електродинаміка*. 2020. № 5. С 72-75. (**фахове видання категорії «А»**, включене до бази даних, **Scopus**). (Здобувачем визначено особливості роботи балансуєної групи ГП та запропоновано структуру моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії).

Наукові праці, що засвідчують апробацію матеріалів дисертації

8. Ivanov H. A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine // *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. P. 49-52. (**наукове видання інших держав, які входять до ОЕСР та/або Європейського Союзу**) (Здобувачем визначено особливості взаємодії ГП з іншими учасниками ринку, функції системи імітаційного моделювання).

9. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуєного ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4-5. С. 8–12. (Здобувачем розроблено моделі розрахунку результатів роботи ринку «на добу наперед» та балансуєного ринку електричної енергії).

10. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. За ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. К: 2017. 312 с. ISBN 978-966-02-8331-2. (Здобувачем підготовлений підрозділ з загальних підходів та складових механізмів функціонування комплексної моделі лібералізованого ринку електричної енергії України).

11. Куцан Ю.Г., Іванов Г.А. Эволюция рынка электрической энергии Украины. Пути трансформации и ожидаемые результаты // Моделювання та інформаційні технології. 2017. № 78. С. 15–21. **(фахове видання)**. *(Здобувачем описано стан оптового ринку електроенергії та перспективи провадження нової моделі ринку України)*.

12. Блінов І.В., Іванов Г.А. Способи формування ключових вхідних даних для імітаційного моделювання цін та тарифів у новій моделі ринку електричної енергії // Промелектро. 2017. № 3. С. 54–57. *(Здобувачем розроблено моделі розрахунку необхідних вхідних даних, які необхідні для моделювання нового ринку електроенергії)*.

13. Іванов Г.А., Блінов І.В. Складові процесу імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії України // Електричні мережі та системи. 2018. № 4-5. С. 58-62. *(Здобувачем визначено функціональну архітектуру імітаційної моделі лібералізованого ринку електричної енергії України та структуру тарифів у споживачів)*.

14. Ievdokimov V., Ivanov H., Blinov I. Theoretical and practical approaches to imitation modeling of the new electricity market in Ukraine// CIGRE. SEERC Colloquium - Kyiv 2018. 2018. Paper № 1-21. P.8 *(Здобувачем розроблено моделі розрахунку вхідних даних, виконано моделювання і аналіз зміни роздрібних цін у споживачів за різних моделей ринку електричної енергії України)*.

15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine// 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2019. P. 339-342 *(Здобувачем запропоновано структуру імітаційної моделі та моделі розрахунку тарифу кінцевого споживача електричної енергії)*.

16. Іванов Г.А. Імітаційна модель ціно- та тарифоутворення в новому ринку електричної енергії // Збірник тез науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ. 2018. С. 12-14.

ДОДАТОК Б

**Перелік використовуваних вхідних даних для цілей імітаційного моделювання та
приклад аналізу адекватності вибору складу генеруючого обладнання ТЕС**

В модель внесені прогнозні данні цін на паливо (газ, вугілля, мазут) для ТЕС розраховані на основі досліджень проведених Світовим Банком (Commodity Markets Research, Coal Price forecasts, October 2016), Департаментом енергетики та боротьби зі зміною клімату Великобританії (Fossil Fuel Price Assumptions, November 2015), та консалтинговою компанією KPMG (Analysis Coal Price and FX consensus forecasts, September/October 2016). Зокрема були застосовані індекси виробників та інфляції, прогнозні курси валют (гривні до долара США) та інше. Зазначенні вихідні дані наведені в Таблиці 1. На основі цих даних були розраховані роздрібні ціни для промисловості та населення до 2022 року. Крім того, були враховані збільшені обсяги відпуску електричної енергії за зеленим тарифом з розбивкою по видам відновлювальних джерел. Прийнятий сценарій розвитку альтернативної енергетики відповідає варіанту, наведеному в Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року, затверджені розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р Згідно проекту плану розвитку ОЕС України на 10 років, який підготувала НЕК “Укренерго”, можуть бути враховані обсяги прогнозного відпуску та споживання електричної енергії в ОЕС України. Ці обсяги наведені в Таблиці Д2.

Таблиця Б.1.– Прогнозні ціни на енергоносії та прогнозні економічні показники

	Індекс виробника, %	Інфляція, %	Курс НБУ, грн/\$	Ціна вугілля А та Т, \$/т	Ціна вугілля Г та ДГ, \$/т	Ціна газу, \$/тис.м3	Ціна мазуту \$/тис.м3
2017	11,10	7,00	27,18	57,94	57,94	207,85	275,20
2018	6,70	5,00	28,54	59,11	59,11	209,70	288,96
2019	5,30	4,00	29,97	61,37	61,37	213,61	300,52
2020	4,00	3,00	31,47	63,61	63,61	226,90	309,54
2021	4,00	3,00	33,04	69,18	69,18	238,82	318,82
2022	4,00	3,00	34,70	71,78	71,78	252,10	328,39

Таблиця Б.2.– Прогноз споживання та відпуску електричної енергії

	Загальний відпуск, млрд.кВт*г	Відпуск АЕС, млрд.кВт*г	Відпуск ГЕС, млрд.кВт*г	Відпуск ГАЕС, млрд.кВт*г	Відпуск ТЕЦ, млрд.кВт*г	Відпуск ВДЕ, млрд.кВт*г	Відпуск ТЕС, млрд.кВт*г
2017	171,533	90,300	10,600	1,800	12,500	4,450	51,883
2018	173,598	90,800	10,690	1,800	13,000	7,200	50,108
2019	175,545	90,800	10,760	1,800	13,500	9,000	49,685
2020	177,472	90,800	10,800	1,800	14,000	10,500	49,572
2021	179,897	90,800	10,800	2,115	14,500	10,900	50,782
2022	181,553	90,800	10,800	2,373	14,900	11,300	51,380

№	Дані/ тип даних	Одиниця вим.	Дискретність
ДАНІ ПО ОЕС УКРАЇНИ			
1.1.	Обсяги споживання в ОЕС України		
1.1.1.	Корисний відпуск всім споживачам України	тис.кВт·год	погодинно
ДАНІ ПО “ОСТРОВУ БУРШТИНСЬКОЇ ТЕС”			
2.1.	Дані по виробниках “острова” Бурштинської ТЕС (крім Бурштинської ТЕС)		
2.1.1.	Фактичний відпуск Калузької ТЕЦ	тис.кВт·год	погодинно
2.1.2.	Плановий відпуск Калузької ТЕЦ	тис.кВт·год	погодинно
2.1.3.	Фактичний відпуск Тербля-Рикської ГЕС	тис.кВт·год	погодинно
2.1.4.	Плановий відпуск Тербля-Рикської ГЕС	тис.кВт·год	погодинно
2.2.	Дані щодо споживання в “острові Бурштинської ТЕС” (крім експорту/імпорту)		
2.2.1.	Фактичне споживання	тис.кВт·год	погодинно
2.2.2.	Планове споживання	тис.кВт·год	погодинно
ДАНІ ПО ВИРОБНИКАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ			
3.1.	Дані по енергоблоках ТЕС		
3.1.1.	Максимальна потужність блоку	МВт	поблочно
3.1.2.	Мінімальна потужність блоку	МВт	поблочно
3.1.3.	Номинальна потужність блоку	МВт	поблочно
3.1.4.	Вихідні нормативні питомі витрати умовного палива на відпущену електроенергію, що визначаються за кривою графіка вихідних нормативних питомих витрат умовного палива відповідного блоку (корпусу), затвердженого центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці	г/кВт·год.	поблочно
3.1.5.	Відсоток використання вугілля на виробництво електроенергії	%	постанційно
3.1.6.	Відсоток використання газу на виробництво електроенергії	%	постанційно
3.1.7.	Відсоток використання мазуту на виробництво електроенергії	%	постанційно
3.1.8.	Фактичні питомі витрати умовного палива на станції	г/кВт·год	постанційно
3.1.9.	Стану блоків ТЕС, які знаходяться в ремонті	-	поблочно/погодинно
3.1.10.	Стану блоків ТЕС, які повинні бути в роботі за вимогою системи	-	поблочно/погодинно
3.2.	Дані по паливу		
3.2.1.	Ціна вугілля (фактична)	грн./т	помісячно
3.2.2.	Ціна вугілля (прогнозна)	грн./т	по роках
3.2.3.	Ціна транспортування вугілля	грн./т	помісячно
3.2.4.	Ціна газу (фактична)	грн./тис.м ³	помісячно
3.2.5.	Ціна газу (прогнозна)	грн./тис.м ³	по роках
3.2.6.	Ціна транспортування газу	грн./тис.м ³	помісячно
3.2.7.	Ціна мазуту (фактична)	грн./т	помісячно
3.2.8.	Ціна мазуту (прогнозна)	грн./т	по роках
3.2.9.	Ціна транспортування мазуту	грн./т	помісячно
3.2.10.	Теплота згоряння вугілля	кКал/кг	-
3.2.11.	Теплота згоряння газу	кКал/кг	-
3.2.12.	Теплота згоряння мазуту	кКал/кг	-
3.3.	Дані по виробниках електричної енергії на АЕС		

3.3.1.	Фактичний відпуск всіма АЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.3.2.	Плановий відпуск всіма АЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.3.3.	Вартість електроенергії відпущеної АЕС (без ПДВ)	грн.	помісячно
3.4.	Дані по виробниках електричної енергії на ТЕЦ		
3.4.1.	Фактичний відпуск всіма ТЕЦ	тис.кВт·год	погодинно
3.4.2.	Плановий відпуск всіма ТЕЦ	тис.кВт·год	погодинно
3.4.3.	Вартість електроенергії відпущеної ТЕЦ (без ПДВ)	грн.	помісячно
3.5.	Дані по виробниках електричної енергії на ГЕС		
3.5.1.	Фактичний відпуск всіма ГЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.5.2.	Плановий відпуск всіма ГЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.5.3.	Вартість електроенергії відпущеної ГЕС (без ПДВ)	грн.	помісячно
3.6.	Дані по виробниках електричної енергії на ГАЕС		
3.6.1.	Фактичний відпуск всіма ГАЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.6.2.	Плановий відпуск всіма ГАЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.6.3.	Вартість електроенергії відпущеної ГАС (без ПДВ)	грн.	помісячно
3.6.4.	Фактичне споживання всіма ГАЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.6.5.	Планове споживання всіма ГАЕС	тис.кВт·год	погодинно
3.7.	Дані по виробниках електричної енергії за "зеленим" тарифом (ВДЕ)		
3.7.1.	Фактичний відпуск всіх ВДЕ (постанційно)	тис.кВт·год	погодинно
3.7.2.	Фактичний відпуск всіх ВДЕ (сумарно)	тис.кВт·год	погодинно
3.7.3.	Плановий відпуск всіх ВДЕ (постанційно)	тис.кВт·год	погодинно
3.7.4.	Фактичний відпуск всіх ВДЕ (сумарно)	тис.кВт·год	погодинно
3.7.5.	Вартість електроенергії відпущеної ВДЕ (постанційно)	грн.	помісячно
3.7.6.	Вартість електроенергії відпущеної ВДЕ (сумарно)	грн.	помісячно
3.7.7.	Тариф кожного виробника ВДЕ (без ПДВ)	грн./МВт	помісячно

ДАНІ ПО ОПЕРАТОРАМ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ – ПО КОМПАНІЯ

4.1.	Обсяги купівлі в ОРЕ		
4.1.1.	Планові обсяги купівлі	тис.кВт·год	погодинно
4.1.2.	Фактичні обсяги купівлі	тис.кВт·год	погодинно
4.2.	Тарифи на передачу та постачання		
4.2.1.	Тариф на передачу мережами 1 класу (без ПДВ)	грн./МВт	помісячно
4.2.2.	Тариф на передачу мережами 2 класу (без ПДВ)	грн./МВт	помісячно
4.2.3.	Тариф на постачання для споживачів 1 групи (без ПДВ)	грн./МВт	помісячно
4.2.3.	Тариф на постачання для споживачів 2 групи (без ПДВ)	грн./МВт	помісячно
4.3.	Обсяги відпуску		
4.3.1.	Обсяг корисного відпуску мережами 1 класу	тис.кВт·год	помісячно
4.3.2.	Обсяг корисного відпуску мережами 2 класу	тис.кВт·год	помісячно
4.3.3.	Обсяг корисного відпуску споживачам 1 групи	тис.кВт·год	помісячно
4.3.4.	Обсяг корисного відпуску споживачам 2 групи	тис.кВт·год	помісячно
4.4.	Витрати електричної енергії в мережах		
4.4.1.	Економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електричної енергії в мережах 1 класу	%	помісячно
4.4.2.	Економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електричної енергії в мережах 2 класу	%	помісячно
4.5.	Вартість відпуску		
4.5.1.	Вартість відпуску споживачам 1 групи	тис.грн.	помісячно
4.5.2.	Вартість відпуску споживачам 2 групи	тис.грн.	помісячно

ДАНІ ЩОДО ГРАФІКІВ СПОЖИВАННЯ

5.1.	Дані з добового графіку споживання електричної потужності населенням по Україні		
5.1.1.	Дані з добового графіку споживання в зимовий режимний день	тис.кВт·год	погодинно
5.1.2.	Дані з добового графіку споживання в літній режимний день	тис.кВт·год	Погодинно

Результати підтвердження адекватності вибору складу генеруючого обладнання ТЕС з використанням розробленої імітаційної моделі .

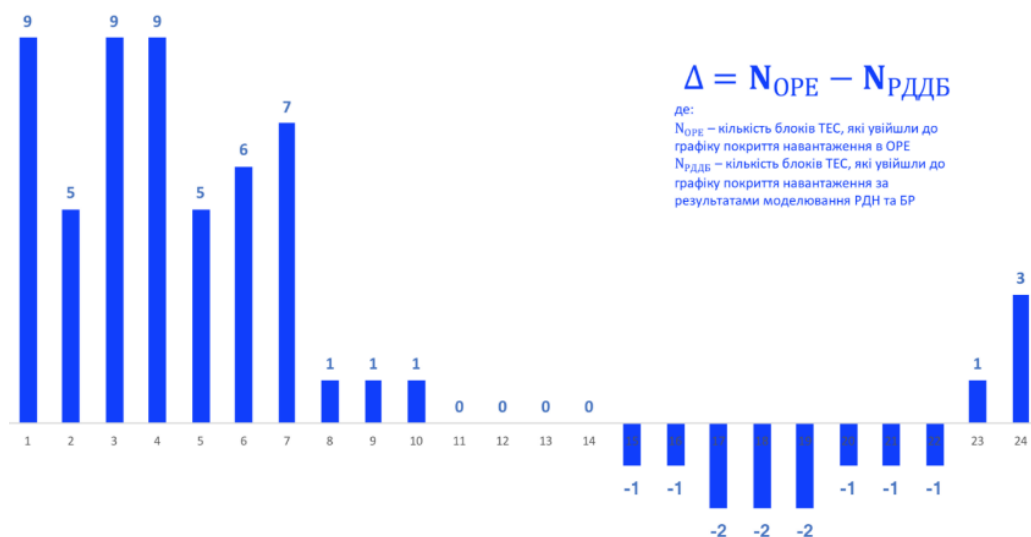


Рисунок Б.1 - Різниця кількості блоків, які приймали участь в покритті графіку навантаження.

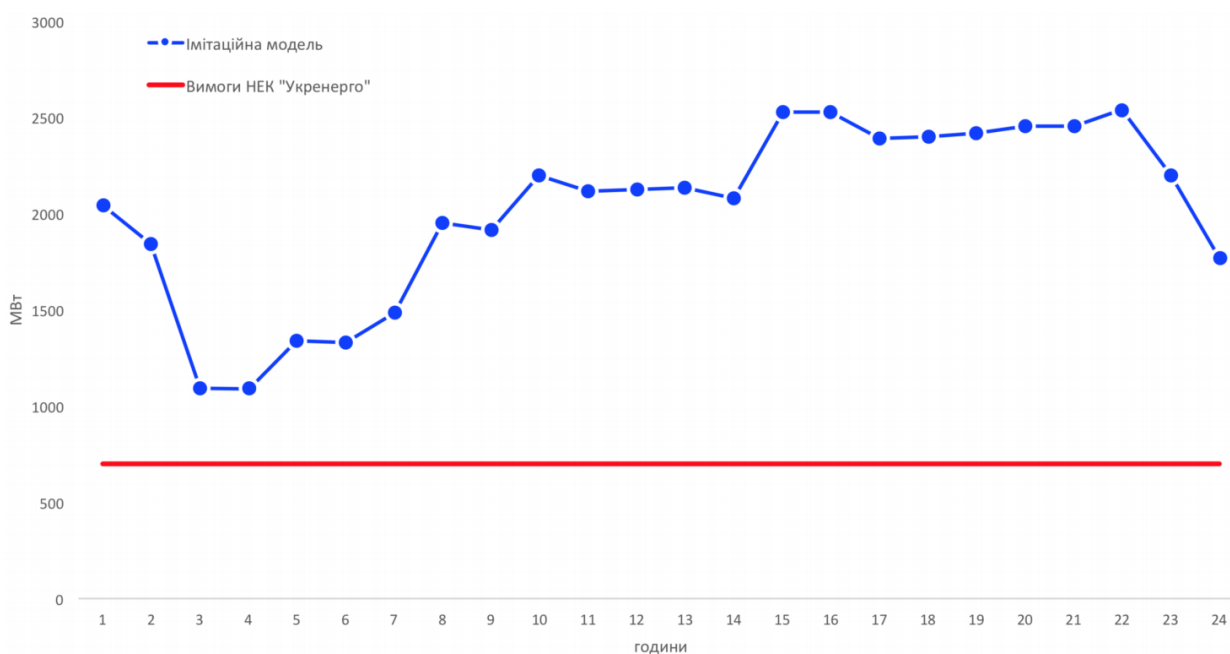


Рисунок Б.2 – Графіки погодинного резерву потужності, розміщеного на блоках ТЕС, які увійшли до графіка покриття навантаження за результатами роботи РДН та БР в Імітаційній моделі

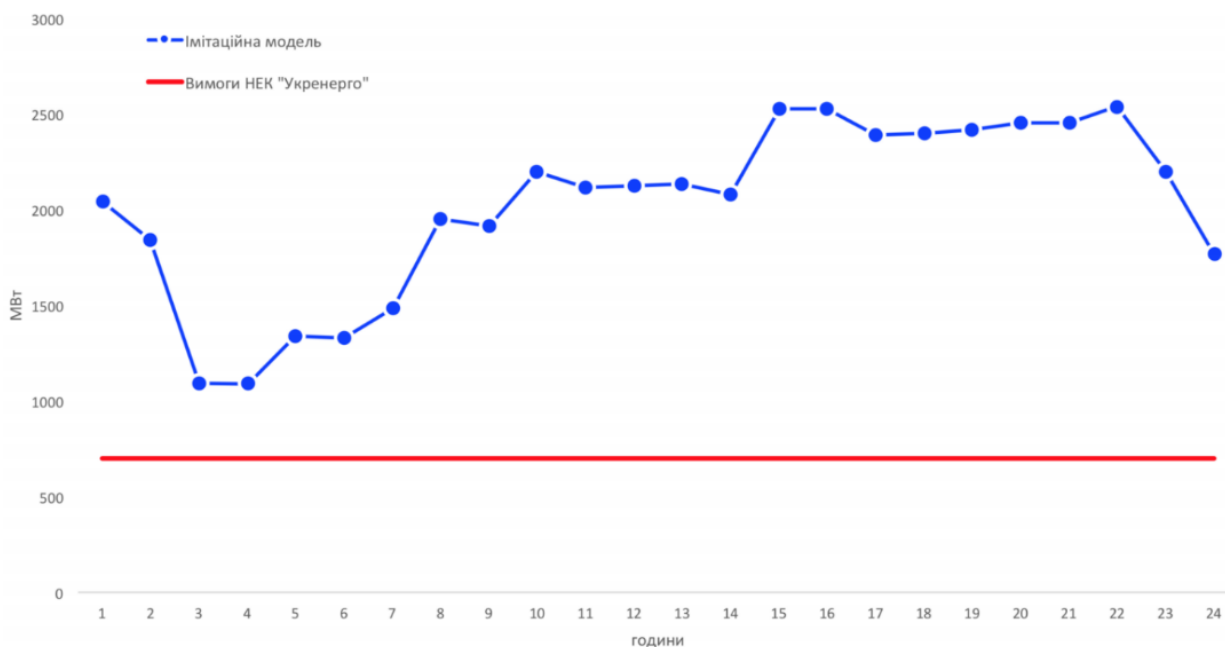


Рисунок Б.3 – Графіки погодинного резерву потужності, розміщеного на блоках ТЕС, які увійшли до графіка покриття навантаження за результатами роботи РДН та БР в Імітаційній моделі

З метою перевірки адекватності вибору складу генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження отриманого за результатами розрахунків в Імітаційній моделі було здійснено аналіз збіжності переліку блоків ТЕС для покриття графіку навантаження в ОРЕ та Імітаційній моделі. Для цього були опрацьований та проаналізований склад генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження, акцептований на ОРЕ, та склад генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження, отримані за результатами розрахунків роботи сегментів ринку "на добу наперед" та балансуючого ринку (в Імітаційній моделі).

3 година						17 година					
РДН та БР			Графік покриття на ОРЕ			РДН та БР			Графік покриття на ОРЕ		
Пропозиція	МВт	грн./МВт	Пропозиція	МВт	грн./МВт	Пропозиція	МВт	грн./МВт	Пропозиція	МВт	грн./МВт
ДобрТЕС7	115	1 040	ДобрТЕС7	115	782	ЗміївТЕС10	51	1 090	ЗміївТЕС10	230	1 217
ЛадТЕС1	225	1 019	0	0	0	БуршТЕС4	141	1 090	БуршТЕС4	158	1 217
ЛадТЕС2	226	1 019	ЛадТЕС2	170	782	БуршТЕС2	141	1 090	БуршТЕС2	142	1 217
БуршТЕС4	293	1 043	БуршТЕС4	146	782	БуршТЕС3	141	1 090	БуршТЕС3	144	1 217
БуршТЕС2	293	1 041	БуршТЕС2	129	782	ДобрТЕС7	115	1 090	ДобрТЕС7	115	1 217
БуршТЕС3	293	1 041	БуршТЕС3	130	782	БуршТЕС1	141	1 090	0	0	0
БуршТЕС12	293	1 021	БуршТЕС12	128	782	БуршТЕС12	141	1 090	БуршТЕС12	139	1 217
ДобрТЕС8	60	991	ДобрТЕС8	125	782	ЛадТЕС1	225	1 090	0	0	0
ВуглТЕС1	220	991	ВуглТЕС1	211	782	ЛадТЕС2	226	1 090	ЛадТЕС2	250	1 217
ВуглТЕС2	243	991	0	0	0	ЛадТЕС3	226	1 090	ЛадТЕС3	250	1 217
ЛуганТЕС9	156	991	0	0	0	ЛадТЕС4	226	1 090	0	0	0
ЛуганТЕС15	156	991	ЛуганТЕС15	140	782	БуршТЕС9	141	1 090	БуршТЕС9	172	1 217
ЛуганТЕС10	160	991	ЛуганТЕС10	129	782	БуршТЕС11	141	1 090	БуршТЕС11	168	1 217
ЛуганТЕС13	160	991	ЛуганТЕС13	141	782	БуршТЕС5	153	1 090	БуршТЕС5	177	1 217
СлавТЕС7	612	991	СлавТЕС7	270	782	БуршТЕС8	148	1 090	0	0	0
ЗапТЕС3	147	991	ЗапТЕС3	250	782	БуршТЕС7	152	1 090	БуршТЕС7	161	1 217
ЗапТЕС4	231	991	ЗапТЕС4	140	782	ДобрТЕС8	123	1 090	ДобрТЕС8	125	1 217
КривТЕС5	241	991	КривТЕС5	245	782	ВуглТЕС1	220	1 090	ВуглТЕС1	182	1 217
КривТЕС2	241	991	КривТЕС2	200	782	ВуглТЕС2	243	1 090	ВуглТЕС2	213	1 217
КривТЕС3	241	991	КривТЕС3	190	782	ВуглТЕС3	243	1 090	ВуглТЕС3	246	1 217
КривТЕС4	241	991	КривТЕС4	190	782	ВуглТЕС4	243	1 090	ВуглТЕС4	243	1 217
КурахТЕС3	159	991	КурахТЕС3	190	782	ЛуганТЕС9	156	1 090	ЛуганТЕС9	147	1 217
КурахТЕС4	159	991	0	0	0	ЛуганТЕС11	156	1 090	0	0	0
КурахТЕС5	164	991	0	0	0	ЛуганТЕС15	156	1 090	ЛуганТЕС15	147	1 217
КурахТЕС6	166	991	0	0	0	ЛуганТЕС14	156	1 090	0	0	0
КурахТЕС7	164	991	КурахТЕС7	125	782	ЛуганТЕС10	160	1 090	ЛуганТЕС10	137	1 217
КурахТЕС8	166	991	КурахТЕС8	210	782	ПриднТЕС7	112	1 090	ПриднТЕС7	120	1 217
КурахТЕС9	166	991	КурахТЕС9	135	782	ПриднТЕС8	112	1 090	ПриднТЕС8	120	1 217
0	0	0	КривТЕС8	214	782	ЛуганТЕС13	160	1 090	ЛуганТЕС13	149	1 217
0	0	0	ПриднТЕС7	95	782	ПриднТЕС9	114	1 090	ПриднТЕС9	120	1 217
0	0	0	ПриднТЕС8	95	782	СлавТЕС7	646	1 090	СлавТЕС7	540	1 217
0	0	0	ПриднТЕС11	190	782	КривТЕС6	241	1 090	0	0	0
0	0	0	ВуглТЕС3	214	782	КривТЕС8	241	1 090	КривТЕС8	280	1 217
0	0	0	ВуглТЕС4	211	782	ЗапТЕС3	231	1 090	ЗапТЕС3	298	1 217
0	0	0	ЗміївТЕС5	140	782	ЗапТЕС4	231	1 090	ЗапТЕС4	252	1 217
0	0	0	ЗміївТЕС10	110	782	КривТЕС5	241	1 090	КривТЕС5	245	1 217
0	0	0	ТрипілТЕС4	125	782	КривТЕС2	241	1 090	КривТЕС2	300	1 217
0	0	0	БуршТЕС5	170	782	КривТЕС3	241	1 090	КривТЕС3	260	1 217
0	0	0	БуршТЕС7	157	782	КривТЕС4	241	1 090	КривТЕС4	226	1 217
0	0	0	БуршТЕС9	157	782	КурахТЕС3	159	1 090	КурахТЕС3	140	1 217
0	0	0	БуршТЕС11	153	782	КурахТЕС4	159	1 090	КурахТЕС4	159	1 217
0	0	0	ДобрТЕС5	80	782	КурахТЕС5	164	1 090	КурахТЕС5	200	1 217
0	0	0	ЛадТЕС3	170	782	КурахТЕС6	166	1 090	КурахТЕС6	225	1 217
0	0	0	0	0	0	КурахТЕС7	164	1 090	КурахТЕС7	205	1 217
0	0	0	0	0	0	КурахТЕС8	166	1 090	КурахТЕС8	210	1 217
0	0	0	0	0	0	КурахТЕС9	166	1 090	КурахТЕС9	220	1 217
0	0	0	0	0	0	0	0	0	ПриднТЕС11	225	1 217
0	0	0	0	0	0	0	0	0	ЗміївТЕС5	140	1 217
0	0	0	0	0	0	0	0	0	ТрипілТЕС4	220	1 217
0	0	0	0	0	0	0	0	0	ДобрТЕС5	80	1 217

Рисунок Б.4 – Склад генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження на ОРЕ та на РДН та БР

Аналіз показав, що процес формування складу генеруючого обладнання ТЕС для покриття графіку навантаження в ОРЕ та Імітаційній моделі мають певні відмінності, які пояснюються особливістю роботи попередньої моделі оптового ринку. Такими відмінностями є вплив розподілення добового ресурсу ГЕС і ресурсу ГАЕС для забезпечення більш рівномірного розміщення сумарного резерву в ОЕС в кожній годині доби на блоках ТЕС. Проте, незважаючи на не зовсім рівні умови при формуванні графіку покриття навантаження в ОРЕ та Імітаційній моделі склад генеруючого обладнання ТЕС необхідний для покриття графіків навантаження має бути близьким. Тому, для перевірки адекватності акцептованого складу генеруючого обладнання ТЕС в Імітаційній моделі, була проведена перевірка збіжності переліку блоків ТЕС між обома моделями.

На прикладі 17 години 22 грудня 2016 року для покриття відповідного навантаження на ОРЕ до графіку увійшло 44 блоки ТЕС. До графіку навантаження блоків ТЕС, отриманого за результатами розрахунків в Імітаційній моделі для сегментів ринку "на добу наперед" та балансуєчого ринку, увійшло 46 блоків ТЕС. Збіжність переліку блоків ТЕС між обома моделями, на прикладі 17 години 22 грудня 2016 року, склала близько 90 %.

Причини відхилення акцептованого складу генеруючого обладнання ТЕС:

- різний рівень розміщеного резерву на блоках ТЕС, що, в свою чергу, потребує більшої або меншої кількості блоків ТЕС для покриття графіка навантаження;
- різний перелік блоків ТЕС, робота яких обов'язкова за вимогою системи.

Приклад розрахунку результатів функціонування ринку на добу наперед та балансуєчому ринку для перших 8-ми годин доби, в тому числі з урахуванням вирішення мережевих обмежень, виконані з використанням розробленої імітаційної моделі показані на рис.Б5 (розрахунки здійснені на дату - 15.06.2017).

На рис. Б.6. – Б.11 наведені результати моделювання складових роздрібних тарифів в перехідному періоді до впровадження лібералізованого ринку електричної енергії України для періодів з 2017 до 2019 років та функціонування такого ринку з 2020 по 2022 роки у порівнянні з попередньою моделлю оптового ринку електричної енергії України.

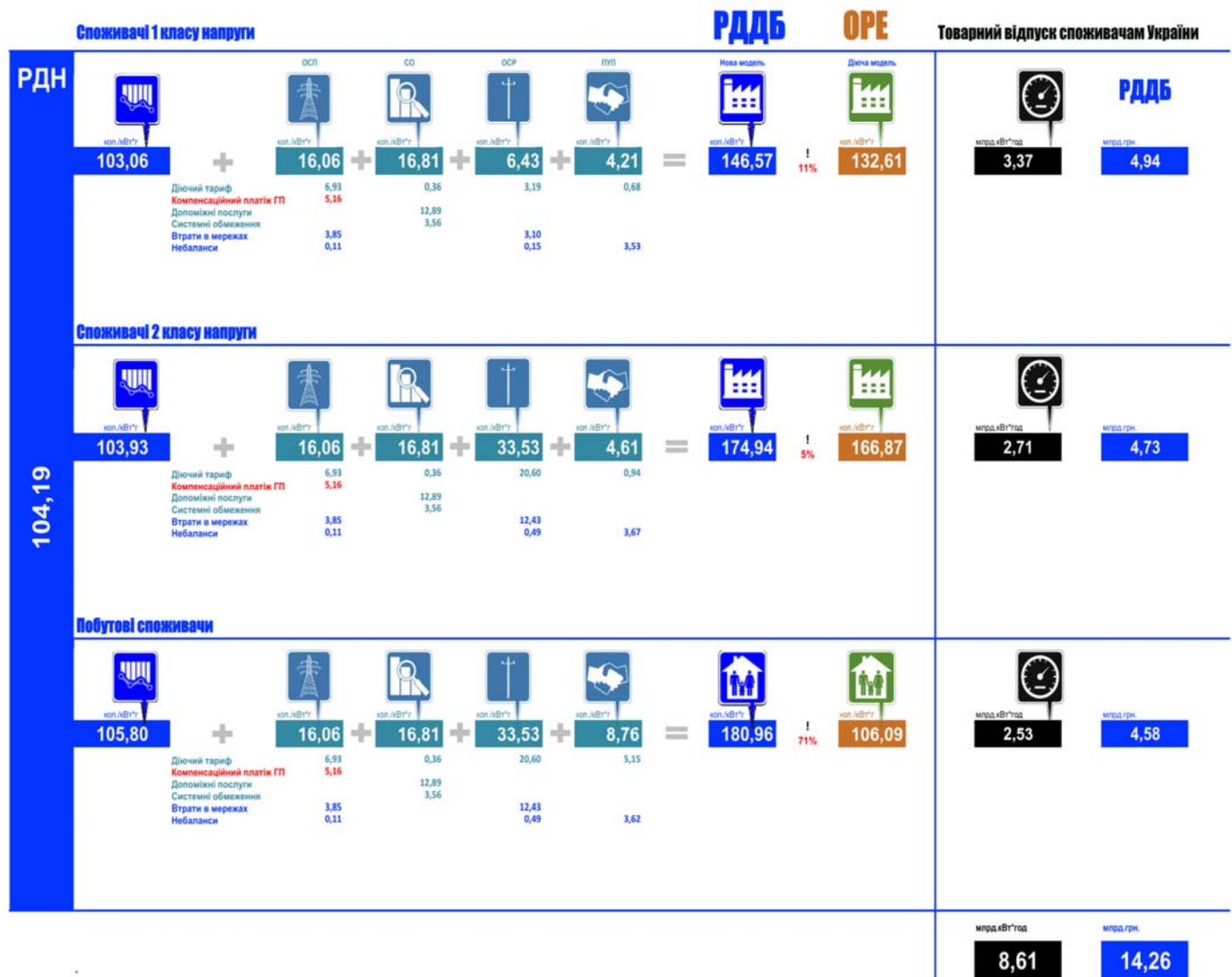


Рис. Б.6. – Приклад результатів моделювання складових роздрібних тарифів (2017 рік)



Рис. Б.7. – Приклад результатів моделювання складових роздрібних тарифів (2018 рік)



Рис. Б.8. – Приклад результатів моделювання складових роздрібних тарифів (2019 рік)



Рис. Б.9. – Приклад результатів моделювання складових роздрібних тарифів (2020 рік)



Рис. Б.10. – Приклад результатів моделювання складових роздрібних тарифів (2021 рік)



Рис. Б.11. – Приклад результатів моделювання складових роздрібних тарифів (2022 рік)

Як приклад, на рис. Б.12 наведена структура ціни для споживача, а також результат розрахунку ціни постачання для промислового споживача в Імітаційній моделі за уточненими даними на момент відкриття ринку (липень 2019 року).

В таблиці Б.3 наведений приклад розрахунку складових цін для промислового споживача та населення для кожного регіонального постачальника до відкриття ринку. В таблиці ціни для споживачів однієї групи мають значні відхилення, що може бути підставою для прийняття відповідних регуляторних або управлінських рішень для запобігання міграції промисловості з одного регіону України в інші.

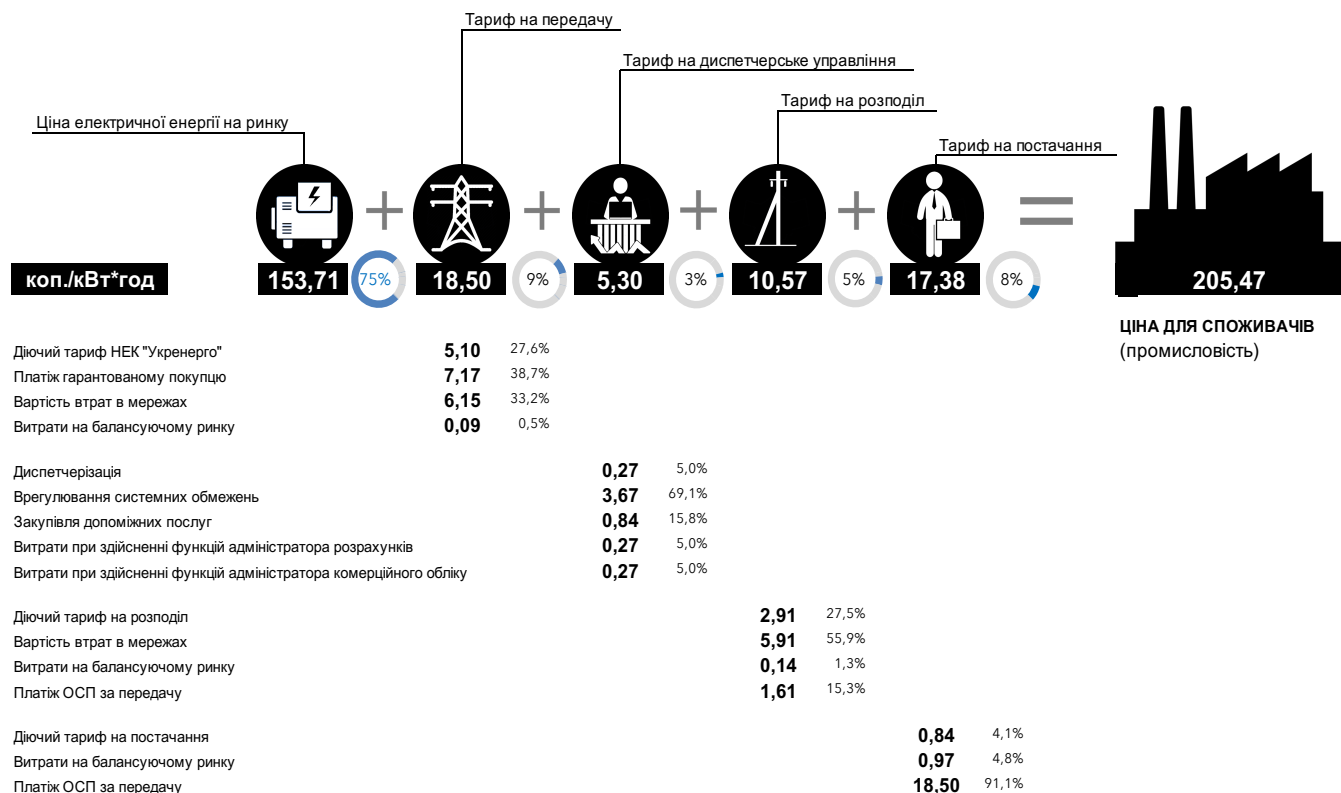


Рис. Б.12. – Результат моделювання структури тарифу для промислового споживача на момент відкриття ринку (липень 2019 року)

Таблиця Б.3.— Розрахунок складових цін для промислового споживача та населення для кожного регіонального постачальника

	Роздрібний тариф						Тариф ОСП на ДУ	Тариф ОСП на передачу	Ціна електричної енергії на РДН	
			Триф ЕП		Тариф ОСР, коп./кВт*Г				1 група	2 група
	1 група	2 група	1 група	2 група	1 група	2 група	коп./кВт*Г	коп./кВт*Г		
ПАТ «Вінницяобленерго»	210,08	255,88	17,37	25,80	15,56	52,74	5,30	18,50	153,34	153,53
ПАТ «Волиньобленерго»	207,27	250,97	18,14	30,71	11,85	42,95	5,30	18,50	153,47	153,51
«ДТЕК ДНПРООБЛЕНЕРГО»	200,48	225,82	16,61	22,92	6,81	25,60	5,30	18,50	153,25	153,49

ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго»	214,15	259,56	17,63	28,16	19,18	54,13	5,30	18,50	153,54	153,46
ПАТ «ЕК «Житомиробленерго»	211,14	255,81	17,11	24,74	16,89	53,78	5,30	18,50	153,33	153,48
ПАТ «Закарпаттяобленерго»	215,23	265,74	18,57	32,54	19,49	55,90	5,30	18,50	153,36	153,49
ВАТ «Запоріжжяобленерго»	201,63	245,15	16,90	24,50	7,62	43,41	5,30	18,50	153,30	153,44
ПАТ «Київенерго»	200,68	217,69	16,96	24,48	6,41	15,90	5,30	18,50	153,50	153,51
ПАТ «Київобленерго»	199,12	232,19	17,82	32,65	4,12	22,19	5,30	18,50	153,37	153,54
ПАТ «Кіровоградобленерго»	216,02	254,12	17,41	26,57	21,52	50,28	5,30	18,50	153,28	153,47
ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»	232,38	291,18	19,93	39,64	35,33	74,19	5,30	18,50	153,31	153,54
ПАТ «Львівобленерго»	213,81	265,36	19,56	44,59	15,95	43,52	5,30	18,50	154,50	153,45
ПАТ «Миколаївобленерго»	212,98	259,11	18,72	33,29	15,92	48,47	5,30	18,50	154,54	153,54
ПАТ «Одесаобленерго»	210,35	246,63	17,43	26,76	14,34	42,57	5,30	18,50	154,77	153,49
ПАТ «Полтаваобленерго»	206,11	244,08	17,32	26,60	10,66	40,26	5,30	18,50	154,32	153,42
ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	208,56	259,07	17,09	25,44	13,05	56,29	5,30	18,50	154,61	153,54
ПАТ «Рівнеобленерго»	209,57	248,96	17,01	25,04	14,16	46,65	5,30	18,50	154,60	153,46
ПАТ «Сумиобленерго»	214,58	275,15	19,54	42,50	16,76	55,27	5,30	18,50	154,47	153,57
ВАТ «Тернопільобленерго»	218,13	259,86	17,72	27,61	21,81	54,83	5,30	18,50	154,80	153,61

АК «Харківобленерго»	211,94	248,38	18,57	35,56	14,97	35,49	5,30	18,50	154,60	153,53
ПАТ «ЕК «Херсонобленерго»	217,50	241,55	17,27	24,71	21,77	39,56	5,30	18,50	154,66	153,47
ПАТ «Хмельницькобленерго»	216,13	274,45	19,67	41,71	18,01	55,38	5,30	18,50	154,64	153,55
ПАТ «Черкасиобленерго»	212,19	258,92	18,09	32,97	15,91	48,70	5,30	18,50	154,38	153,44
ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго»	210,68	250,05	17,03	23,76	14,80	48,99	5,30	18,50	155,04	153,50
ПАТ «Чернігівобленерго»	218,15	267,01	19,27	39,87	20,42	49,85	5,30	18,50	154,65	153,49
ДП «Регіональні електричні мережі»	199,05	219,74	17,48	26,17	4,11	16,31	5,30	18,50	153,66	153,46
ПАТ «ДТЕК ПЕМ- Енерговугілля»*	196,65	238,21	17,58	28,71	1,58	32,32	5,30	18,50	153,68	153,37
ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ»	196,35	206,76	16,43	21,25	2,32	8,19	5,30	18,50	153,80	153,52
ТзОВ НВП «Енергія- Новояворівськ»	212,52	249,48	18,22	30,99	16,76	41,26	5,30	18,50	153,74	153,42
ТОВ «Енергія- Новий Розділ»	214,89	271,23	17,10	25,34	19,80	68,65	5,30	18,50	154,19	153,42
ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	196,70	234,92	17,30	26,53	1,53	30,99	5,30	18,50	154,05	153,60
ПАТ «Укрзалізниця»	207,64	246,80	17,81	31,05	12,07	38,36	5,30	18,50	153,96	153,58
Всього по Україні	205,47	245,37	17,38	29,62	10,57	38,45	5,30	18,50	153,71	153,50

ДОДАТОК В

**Впровадження та документи, що підтверджують
практичну значимість результатів роботи**

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК
УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ПРОБЛЕМ
МОДЕЛЮВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ
імені Г.Є. ПУХОВА
03164, м.Київ-164, вул. Генерала
Наумова, 15

Телефон: 424-10-63
Факс: 424-05-86
E-mail: ipme@ipme.kiev.ua



NATIONAL ACADEMY OF SCIENCE
OF UKRAINE

G.E. PUKHOV INSTITUTE
FOR MODELLING
IN ENERGY ENGINEERING

15, General Naumov Str., 03164, Kyiv,
Ukraine

Telephone: 424-10-63
Fax: 424-05-86
E-mail: ipme@ipme.kiev.ua

30.10.2020 № 225/01-304

На № _____ від _____

Довідка

щодо впровадження наукових та науково-практичних результатів
дисертаційної роботи
на здобуття ступеня кандидата технічних наук Іванова Г.А.

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України протягом 2017 року виконував роботи з розробки Концепції та технічного завдання на створення автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електроенергії на базі моделювання режиму роботи електроенергетичного обладнання енергетичних систем України, що були впроваджені в Об'єднанні енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ГРІФРЕ) України.

Під час виконання зазначених робіт практично використані результати наукових досліджень щодо побудови моделі оптового та роздрібного ринку електричної енергії України, підготовки вхідних даних для моделювання, які виконувались Івановим Г.А. в межах виконання дисертаційного дослідження щодо імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України.

Отримані Івановим Г.А. результати мають наукову та практичну значимість, зокрема як в частині формування вимог до математичного забезпечення розрахункових моделей оптового та роздрібного ринку електроенергії, так і аналізу наслідків впровадження нової моделі ринку електричної енергії в Україні.

Директор ІПМЕ
ім. Г.Є. Пухова НАН України
чл.-кор. НАН України



В.В. Мохор

ПРОТОКОЛ засідання тимчасової робочої підгрупи з верифікації імітаційної моделі ринку електричної енергії

Склад

Від НКРЕКП:

Кайдаш Р.Ю. - заступник директора Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики – начальник Управління цінової та тарифної політики у сфері електроенергетики;

Дятловська В.П. - заступник директора Департаменту стратегічного розвитку та планування – начальник відділу стратегічного розвитку енергетичних ринків.

Ревенко Т.Є. - заступник начальника Управління енергоринку

Від ДП "Енергоринок":

Іванов Г.А. - начальник департаменту гарантованого покупця;

Яловий О.В. - начальник департаменту формування цін і розподілу навантажень;

Диренко М.С. - заступник начальника департаменту гарантованого покупця;

Нижник Л.Г. - заступник начальника департаменту розрахунків платежів;

Від ДП "НЕК "Укренерго":

Суржок І.В. - керівник групи адміністрування розрахунків

Порядок денний:

1. Розгляд імітаційної моделі ціноутворення на ринку електричної енергії¹ (далі – імітаційна модель), розробленої ДП «Енергоринок» в рамках робочої групи з підготовки технічного завдання на розробку моделі функціонування нової моделі ринку електричної енергії

2. Розгляд результатів верифікації імітаційної моделі.

Слухали:

1. Розробників імітаційної моделі, які надали описові, методологічні та презентаційні матеріали та усні роз'яснення. Зокрема:

1) методологічні роз'яснення до імітаційної моделі (додаток 1), які включають в себе: опис складових імітаційної моделі, прийняті припущення в розрахунках, формули, перелік вихідних даних та результати розрахунків (у

¹ Версія станом на 03.02.2017

тому числі ціни на ринку «на добу наперед», балансуєчному ринку та роздрібному ринку, вартість системних обмежень, тарифи оператора системи передачі, оператора системи розподілу, постачальника універсальних послуг, тощо);

2) роз'яснення розробників моделі щодо алгоритмів та використаних інструментів для моделювання, а також особливостей проведення розрахунків;

3) роз'яснення щодо додаткових можливостей моделі, у тому числі, розрахунок цін на електричну енергію з урахуванням зонального ціноутворення (РДН), роздрібних цін на закріплених територіях постачальників за регульованим тарифом (ПРТ), врахування імпорту/експорту.

2. Розгляд результатів верифікації імітаційної моделі.

Висновки залучених для верифікації імітаційної моделі фахівців ДП «Енергоринок», ДП «НЕК «Укренерго», НКРЕКП:

1) функціонування сегментів ринку: прийняті припущення для здійснення моделювання в цілому відповідають механізмам роботи основних організованих сегментів нової моделі ринку (ринок «на добу наперед», балансуєчий ринок) відповідно до проекту Закону; принципи ціноутворення, які використані в імітаційній моделі на даних сегментах ринку застосовані спрощено але коректно. Сегмент ринку допоміжних послуг відсутній, і врахований лише у вигляді суми коштів на закупівлю допоміжних послуг для оператора системи передачі, як показник, що має безпосередній вплив на кінцеву ціну на споживачів (через тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління). Щодо роздрібного ринку, імітаційна модель дозволяє змодельовати структуру тарифів операторів системи передачі та систем розподілу з урахуванням нових складових витрат (а саме, закупівля електричної енергії для компенсації її витрат в мережах та відповідних небалансів, виконання спеціальних обов'язків щодо підтримки ВДЕ, ТЕЦ тощо), та їх вплив на ціни для споживачів.

2) вихідні дані сформовані на підставі наявних даних в діючому ринку електричної енергії та використані в обсязі достатньому для розрахунку цін на ринку «на добу наперед», балансуєчному ринку та роздрібному ринку.

3) припущення та алгоритми розрахунків загалом є прийнятними для цілей цього моделювання та не спричиняють критичного викривлення результатів;

4) алгоритми в цілому відповідають загальним принципам роботи відповідних сегментів нової моделі ринку електроенергії згідно з проектом Закону України «Про ринок електричної енергії України»;

5) імітаційна модель не враховує поведінкові фактори та ефекти конкуренції, але дозволяє здійснити певний сценарний аналіз (за умови введення відповідних даних);

6) гнучкість моделі дозволяє враховувати певні суттєві чинники, що потенційно впливатимуть на ціноутворення на ринку електроенергії (в тому числі вартість палива, тощо).

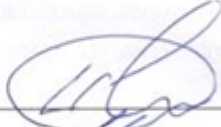





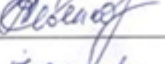

Вирішили:

1. Застосовані алгоритми в імітаційній моделі загалом відображають основні принципи ціно- та тарифоутворення на сегментах нової моделі ринку (ринок "на добу наперед", балансуєчий ринок, роздрібний ринок) відповідно до положень законопроекту "Про ринок електричної енергії України", що дозволяє на попередньому етапі (без застосування спеціальних програмних продуктів) використовувати її для первинної оцінки результатів запровадження нової моделі ринку.

2. Результати розрахунків імітаційної моделі (з урахуванням використаних даних та припущень) є адекватними та дозволяють здійснити попередню оцінку рівня цін у споживачів електричної енергії (у порівнянні з відповідними ціновими показниками у діючій моделі ринку) при переході до нової моделі ринку.

3. Застосування результатів розрахунків імітаційної моделі має здійснюватися із поправкою на прийняті припущення та можливості моделі.

4. Відсутність у моделі алгоритмів, що моделюють ефект конкуренції (як серед виробників, так і серед постачальників), еластичність попиту за ціною тощо, обмежує її застосування для цілей оцінки та аналізу ефекту від впровадження нової моделі ринку з урахуванням поведінкової складової учасників ринку.

	Іванов Г.А.
	Яловий О.В.
	Нижник Л.Г.
	Диренко М.С.
	Кайдаш Р.Ю.
	Дятловська В.П.
	Ревенко Т.Є.
	Суржок І.В.



Кабінет Міністрів України

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ГАРАНТОВАНИЙ ПОКУПЕЦЬ»

01032, м. Київ, вул. Симона Петлюри, 27, телефон: (044) 594-50-02,
E-mail: kanc-gp@igree.com.ua Код ЄДРПОУ 43068454

18.12.2020 № 03/3837

На від

АКТ

впровадження в дослідну експлуатацію результатів дисертаційного дослідження здобувача ступеня кандидата технічних наук Інституту електродинаміки НАН України Іванова Геннадія Анатолійовича за напрямком «Імітаційне моделювання лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України».

Результати дисертаційного дослідження Іванова Геннадія Анатолійовича за напрямком «Імітаційне моделювання лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України» були впроваджені в дослідну експлуатацію в ДП «Гарантований покупець». Зазначені дослідження складаються з:

- математичних моделей ціноутворення на роздрібному ринку електроенергії, що враховують результати функціонування організованих сегментів ринку, послуг операторів систем передачі та розподілу і послуг електропостачальників та дозволяють здійснити розрахунок прогнозних цін та тарифів з урахуванням суміжних ринків палива та макроекономічних показників української економіки;
- комп'ютерної програми моделювання ринку електричної енергії України, що дозволяє виконати розрахунок кінцевих цін для споживачів електричної енергії в усіх регіонах України на основі сформованих вхідних даних.

Результати попередньої дослідної експлуатації засвідчили практичну значимість отриманих результатів, комп'ютерна імітаційна модель відповідає своєму призначенню, має необхідні характеристики та дозволяє виконати розрахунок цін для споживачів електричної енергії з урахуванням результату функціонування організованих сегментів ринку та відповідних тарифів.

Встановлено, що розроблена комп'ютерна імітаційна модель є практичним засобом дослідження впливу обсягів відпуску електричної енергії, виробленої із відновлювальних джерел енергії виробниками, що працюють за «зеленим» тарифом, на кінцеву ціну для споживача.

Директор

К.Я. Петриковець

УКРАЇНА



СВІДОЦТВО
про реєстрацію авторського права на твір

№ 74797

Комп'ютерна програма "Платформа алгоритмічного моделювання для учасників ринку електричної енергії "Equant Cloud" ("Equant Cloud")
(вид, назва твору)

Автор(и) Євдокімов Володимир Анатолійович, Іванов Геннадій Анатолійович
(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Дата реєстрації 17.11.2017

Державний секретар Міністерства економічного розвитку і торгівлі України О. Ю. Перевезенцев



ТІК «Україна». Зам. 17-2020. 2017 р. IV кв.